



Universidad
Carlos III de Madrid

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**DETERMINACIÓN DE TEMPERATURAS SIGNIFICATIVAS DE UN
TRANSFORMADOR DE POTENCIA DURANTE SOBRECARGAS**

AUTOR: ROBERTO JESÚS RODRÍGUEZ NARANJO

DIRECTOR: JUAN CARLOS BURGOS DÍAZ

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	6
ÍNDICE DE TABLAS	8
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	9
1.1. ENTORNO SOCIO-ECONÓMICO.....	10
1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA A ABORDAR.	11
1.3. OBJETIVOS.....	13
CAPÍTULO 2: EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	14
2.1. PRINCIPIO BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO.....	15
2.2. CONSTITUCIÓN FÍSICA.....	17
2.2.1. ARROLLAMIENTOS.	17
2.2.2. NÚCLEO MAGNÉTICO.....	18
2.2.3. SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN.....	19
2.2.4. PAPEL AISLANTE.....	22
2.3. CALENTAMIENTO.....	22
2.4. PROBLEMÁTICA DE SOBRECARGAR UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA [4].....	24
2.4.1. CONSECUENCIAS.....	24
2.4.2. SOBRECARGAS DE CORTA DURACIÓN.....	25
2.4.3. SOBRECARGAS DE LARGA DURACIÓN.....	27
2.4.4. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE. PAPEL MEJORADO O NO TERMICAMENTE.....	28
2.4.5. FORMACIÓN DE BURBUJAS.....	32
2.5. NECESIDAD DE UN MODELO TÉRMICO.....	34
CAPÍTULO 3: MODELOS TÉRMICOS SIMPLIFICADOS.....	36
3.1. MODELO DE DEJAN SUSA [12].....	39
3.2. MODELO DEL ANEXO G IEEE 2013 [23].....	42
3.3. MODELO IEC 60076-7 [4].....	44
3.3.1. MÉTODO DE LAS ECUACIONES EXPONENCIALES.....	46

3.3.2. MÉTODO DE LAS ECUACIONES DIFERENCIALES.....	47
3.4. TASA RELATIVA DE ENVEJECIMIENTO Y CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VIDA DEL AISLAMIENTO CELULÓSICO DEL TRANSFORMADOR.....	52
3.5. EVALUACIÓN DE POSIBILIDAD DE FORMACIÓN DE BURBUJAS.	55
CAPÍTULO 4: PROGRAMA DE DETERMINACIÓN DE TEMPERATURAS, EVALUACIÓN DE PÉRDIDA DE VIDA Y FORMACIÓN DE BURBUJAS.	56
4.1. ENTRADA DE DATOS MEDIANTE ARCHIVO EXCEL.....	58
4.1.1. HOJA "INSTRUCCIONES".....	58
4.1.2. HOJA "DATOS PROGRAMA".	62
4.1.3. HOJA "CARGA ANUAL".	72
4.2. COMBINACIONES POSIBLES DE DATOS.	72
4.3. MÓDULOS DEL PROGRAMA.	73
4.3.1. SECUENCIA PRINCIPAL.	74
4.3.2. SECUENCIA SECUNDARIA.	78
4.4. SALIDAS DEL PROGRAMA.....	79
CAPÍTULO 5: RESULTADOS.	83
5.1. RESULTADOS DEL EJEMPLO DEL ANEXO C DE LA NORMA IEC 60076-7.....	84
5.2. COMPARACIÓN ENTRE EL MODELO DE LAS ECUACIONES DIFERENCIALES DE LA NORMA IEC 60076-7 Y EL MODELO DEL ANEXO G DEL ESTÁNDAR C57-91-2013.	89
5.2.1. COMPARACIÓN ANTE CICLO DE CARGA DIARIO.	90
5.2.2. COMPARACIÓN ANTE SOBRECARGAS DE LARGA DURACIÓN.....	93
5.2.3. COMPARACIÓN ANTE SOBRECARGAS DE CORTA DURACIÓN.....	95
5.3. ESTUDIO DE TEMPERATURA Y PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR ANTE UN CICLO ANUAL DE CARGA.	97
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.	101
6.1. CONCLUSIONES.	102
6.2. TRABAJOS FUTUROS.....	103
CAPÍTULO 7: PRESUPUESTO.	105

CAPÍTULO 8: PLANIFICACIÓN	108
8.1. TAREAS REALIZADAS.	109
8.2. PLANIFICACIÓN.....	110
REFERENCIAS.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Curva de demanda de potencia [7].....	11
Figura 2-1 Transformador ideal monofásico con núcleo real [1].....	16
Figura 2-2 Disposición de los devanados [1].	17
Figura 2-3 Núcleo acorazado y de columnas [1].	18
Figura 2-4 Refrigeración ONAN [8].....	20
Figura 2-5 Refrigeración OFAF (izquierda) y refrigeración ODAF [8]	21
Figura 2-6 sobrecarga de corta duración [19].....	26
Figura 2-7 sobrecarga de larga duración [19].	27
Figura 2-8 estructura de la cadena de glucosa [20].	28
Figura 2-9 Expectativa de vida del papel Kraft en función de la temperatura y del contenido en humedad [2].....	29
Figura 2-10 Evolución del DP para papel no mejorado y papel mejorado térmicamente [4]. ...	31
Figura 2-11 Formación de una burbuja en impureza del papel [13].....	32
Figura 2-12 Proceso de formación de una burbuja [13].	33
Figura 3-1 Diagrama térmico [4].	37
Figura 3-2 Diagrama análogo térmico-eléctrico capa superior [12].	40
Figura 3-3 Diagrama análogo térmico-eléctrico punto caliente [12].....	41
Figura 3-4 Diagrama de bloques de las ecuaciones diferenciales [4].	47
Figura 4-1 Desplegable de selección de modelo.....	62
Figura 4-2 Desplegable de selección de tipo de sobrecarga.	63
Figura 4-3 Desplegable de selección de cálculo de pérdida de vida.	63
Figura 4-4 Introducción de datos Modelo Norma IEC.....	64
Figura 4-5 Introducción de datos para Modelo Norma IEC.	64
Figura 4-6 Configuración de la simulación.	65
Figura 4-7 Modo de obtención de datos de temperatura ambiente.	66
Figura 4-8 Temperatura ambiente constante.	66
Figura 4-9 Modo de obtención de datos de carga.	68
Figura 4-10 Distribución de grado de carga por escalones [4].....	71
Figura 4-11 Potencia base para los datos del transformador.	72
Figura 4-12 Diagrama de flujo principal.	74
Figura 4-13 Diagrama de flujo secundario.	79
Figura 4-14 Curva de temperaturas significativas del transformador.	81

Figura 4-15 Campo de resultado de formación de burbujas.	81
Figura 4-16 Campo de resultado de pérdida de vida.	81
Figura 5-1 Curva de temperatura ejemplo Norma IEC 60076-7.	87
Figura 5-2 Curva de temperatura resultado del programa.	89
Figura 5-3 Ciclo de carga diario.	90
Figura 5-4 Ciclo de temperatura ambiente.	91
Figura 5-5 Temperaturas de capa superior del aceite.	91
Figura 5-6 Temperaturas del punto más caliente.	92
Figura 5-7 Comparación de temperaturas de la capa superior del aceite.	93
Figura 5-8 Comparación de temperaturas de punto caliente.	94
Figura 5-9 Comparación de temperatura de capa superior del aceite ante sobrecarga de corta duración.	95
Figura 5-10 Comparación de temperatura del punto más caliente ante sobrecarga de corta duración.	96
Figura 5-11 Ciclo de carga anual (grado de carga en el eje y; días en el eje x).	97
Figura 5-12 Temperatura ambiente anual (grados centígrados en el eje y; horas en el eje x)...	98
Figura 5-13 Temperaturas elevadas en simulación anual (primer evento).	99
Figura 5-14 Temperaturas elevadas en simulación anual (segundo evento).	100
Figura 8-1 Diagrama de Gantt.	111

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Calentamientos según IEC 60076-2 [4].	23
Tabla 2-2 Correcciones de calentamiento [4].	23
Tabla 2-3 Efecto de la humedad en el envejecimiento del papel [4].	30
Tabla 2-4 Expectativa de vida para papel mejorado y no mejorado [4].	31
Tabla 3-1 Símbolos modelo Norma IEC 60076-7.	45
Tabla 3-2 Exponentes y constantes modelo Norma IEC 60076-7 [4].	49
Tabla 3-3 Temperatura de punto caliente en la tasa relativa de envejecimiento [4].	54
Tabla 3-4 Vida media del aislamiento de un transformador [4].	55
Tabla 4-1 Instrucciones de uso.	59
Tabla 4-2 Valores orientativos 1.	59
Tabla 4-3 Valores orientativos 2.	60
Tabla 4-4 Aclaraciones 1.	61
Tabla 4-5 Aclaraciones 2.	61
Tabla 4-6 Aclaraciones 3.	62
Tabla 4-7 Datos anuales de temperatura ambiente.	67
Tabla 4-8 Datos anuales de carga.	68
Tabla 4-9 Curva típica semanal.	69
Tabla 4-10 Datos anuales de carga.	70
Tabla 4-11 Temperatura y grado de carga por escalones.	71
Tabla 4-12 Temperaturas significativas del transformador.	80
Tabla 5-1 Temperatura ambiente y grado de carga. Ejemplo de la Norma.	85
Tabla 5-2 Resultados al ejemplo de la Norma.	86
Tabla 5-3 Resultados del programa.	88
Tabla 7-1 Costes de personal.	106
Tabla 7-2 Costes de equipos y software.	107
Tabla 8-1 Planificación.	110

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.

1.1. ENTORNO SOCIO-ECONÓMICO.

Como se explicará más adelante, el transformador de potencia es una máquina encargada de realizar un trasvase de energía entre dos sistemas con diferentes niveles de tensión. En este sentido el transformador es una máquina fundamental en un sistema de energía eléctrica, y la fiabilidad del sistema eléctrico depende en gran medida del correcto funcionamiento de los transformadores.

A veces los transformadores trabajan en paralelo [1] (ya sea directamente, porque en una determinada subestación eléctrica hay dos transformadores conectados a idénticas barras o ya sea indirectamente, porque la red eléctrica es mallada). Esto es así para, en caso de fallo de uno de los transformadores, se continúe con el servicio de la red.

Aunque el fallo de un transformador no es algo frecuente (tasa de fallos inferior a un 2% anual) en ocasiones un transformador falla y hay que enviarlo a reparar. En esas circunstancias el transformador compañero puede quedar sobrecargado y trabajar en estas condiciones durante semanas (tiempo que lleve la reparación del otro transformador) [24]. Estas sobrecargas perjudican más de lo normal a la máquina, pues aunque son soportables por el transformador, las diferentes partes del mismo no están diseñadas para soportar estas condiciones durante periodos de tiempo muy largos.

La vida de un transformador depende estrechamente de la temperatura a la que está sometido y al tiempo durante el cual se producen dicha temperatura. Durante el funcionamiento en sobrecarga del transformador, las diferentes partes del mismo sufren un calentamiento, que pueden desembocar en el prematuro envejecimiento de la máquina.

El transformador es el elemento más complejo y costoso de los que se encuentran en una subestación eléctrica [24], por ello es importante mantener acotadas estas temperaturas de funcionamiento del mismo para evitar el fallo y el envejecimiento prematuro de la máquina.

Es sabido que la demanda de potencia a lo largo del día varía notablemente formando una curva de la forma siguiente:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

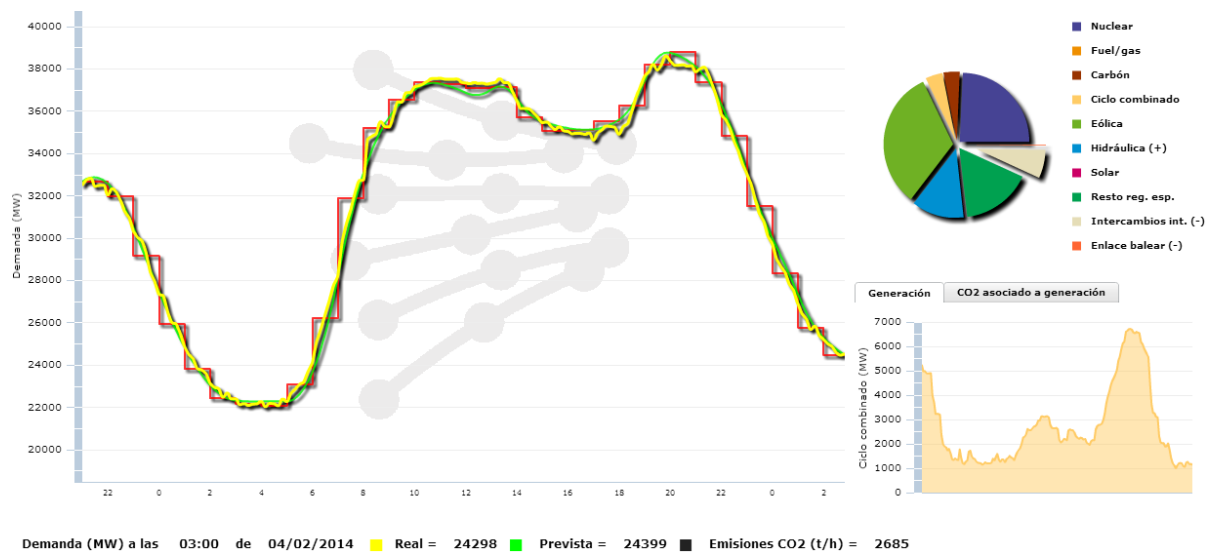


Figura 1-1 Curva de demanda de potencia [7].

Donde se puede observar en la figura 1-1 que en la red eléctrica nacional hay variaciones de demanda de hasta 16 GW. Estas variaciones de demanda se traducen en que un transformador sufre con el transcurso del día unas variaciones muy importantes de potencia trasvasada, pudiendo en ocasiones y durante periodos de tiempo largos superar la potencia nominal para la cual ha sido diseñado.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA A ABORDAR.

Como se ha comentado en el apartado anterior, las temperaturas que se alcanzan en el interior del transformador son un importante factor que influye directamente en la vida útil de la máquina. Esto es así porque la temperatura envejece el aislamiento del transformador.

La temperatura afecta al aislante sólido del transformador (papel) y al aislante líquido (aceite) [6]. En el papel, la temperatura hace descender el grado de polimerización reduciendo la capacidad del papel para soportar esfuerzos de tracción como los que tienen lugar durante los

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

cortocircuitos; y en el aceite hace aparecer burbujas de gas que pueden desembocar en fallos dieléctricos [2].

En el transformador existe un punto situado en el arrollamiento donde se producen las temperaturas más altas. A la temperatura que se alcanza en este punto se le llama “temperatura del punto más caliente” [4]. La pérdida de vida experimentada por un transformador sometido a una sobrecarga se estima en base a la temperatura del punto más caliente mediante la tasa relativa de envejecimiento, donde números superiores a la unidad significan que se está acelerando el envejecimiento de la máquina, y números inferiores están demorando el envejecimiento [4]. La unidad en la tasa relativa de envejecimiento se refiere a una temperatura de punto caliente de 98 °C para papel aislante no mejorado térmicamente y de 110 °C para papel aislante mejorado térmicamente [6].

Dependiendo de las condiciones en que se dé una sobrecarga puede suceder que se superen estas temperaturas, con lo que se acelerará el envejecimiento del transformador.

Llegados a este punto se tiene que estudiar si esta sobrecarga es asumible por el transformador, pues de ser así se evitaría la necesidad de invertir en otro transformador que ayude a trasvasar esta potencia. De no ser asumible las consecuencias pueden ser fatales para el entorno de la máquina, pues puede producirse un incendio de la máquina, el cual es imposible de sofocar hasta el completo consumo del aceite aislante.

Por tanto, es un tema económico y medioambiental importante evaluar si una determinada sobrecarga es admisible.

Para realizar una evaluación de la capacidad de un transformador de soportar una determinada sobrecarga es necesario, en primer lugar, un modelo térmico que determine las temperaturas en la máquina y, en segundo lugar, un modelo que estime cuánto envejece el aislamiento cuando se somete a dichas temperaturas.

Existen varios modelos que se siguen hoy en día, entre ellos el de la Norma IEC, el de la Norma IEEE y el modelo de Dejan Susa. Algunos autores defienden que el modelo de Susa es más preciso que otros [12], aunque es necesario conocer más profundamente el transformador para utilizarlos.

1.3. OBJETIVOS.

El objetivo del presente Trabajo de Fin de Grado es desarrollar una herramienta de apoyo a la ayuda a la toma de decisión de si es viable una determinada sobrecarga en un transformador. Esta herramienta incluye una entrada de datos mediante una hoja Excel, la implementación en Matlab del modelo térmico de la norma IEC 60076-7 del año 2010. También se implementarán las ecuaciones de pérdida de vida de un transformador de esta norma. El programa debe ser válido tanto para juzgar acerca de las cargas de emergencia de corta duración como acerca de las sobrecargas de larga duración. En el caso de carga de emergencia de corta duración la herramienta debe verificar si se cumplen las condiciones para la formación de burbujas.

La herramienta debe ser capaz de trabajar tanto con perfiles de carga reales, obtenidos de históricos de consumo de una compañía eléctrica como de trabajar con perfiles de carga simulados a base de escalones de carga.

Por lo que se refiere a la temperatura ambiente, la herramienta debe poder trabajar con temperaturas variables en escalones como con una curva de temperatura que simule la variación de temperatura a lo largo de un día y la variación de temperatura diaria a lo largo de un año.

Este Trabajo Fin de Grado es continuación de trabajos previos realizados en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III para la elaboración de una herramienta informática que permita evaluar la capacidad de carga de un transformador de potencia.

CAPÍTULO 2: EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Un transformador de potencia es una máquina eléctrica estática que trabaja en corriente alterna para transvasar potencia eléctrica entre dos sistemas con niveles de tensión diferentes. Transforma unos valores de tensión (V) y corriente (I) determinados en otros, por lo general diferentes [1].

Es sabido que el transporte de energía eléctrica es más económico cuanto mayor es la tensión a la que se realiza dicho transporte, pues con ello disminuye la corriente y con ello las pérdidas por efecto Joule, con lo que la cantidad de potencia adicional para suplir las pérdidas de este tipo se limita [24]. Al reducirse la corriente también se reduce el tamaño de los conductores.

Por motivos de limitaciones técnicas, los alternadores de las centrales generadoras apenas alcanzan tensiones que llegan a los 15 kV y en muy pocos casos lo superan.

Por otro lado, en los consumidores finales, las cargas no pueden estar alimentadas a los niveles de tensión de transporte, dado que por seguridad requieren valores muy inferiores a estos.

Los transformadores permiten solucionar ambos problemas. Primero, para reducir las pérdidas en la línea, se eleva la tensión de salida de los alternadores en estaciones cercanas a las centrales de generación, y segundo, cerca de los consumidores se disminuyen dichos niveles para alimentar las cargas.

2.1. PRINCIPIO BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO.

Dado que para el objetivo de este trabajo no es necesario entrar en detalle en este tema se va a explicar el funcionamiento de un transformador ideal, cuyo concepto es suficiente para entender el comportamiento de esta máquina.

Para ilustrar este punto se puede utilizar el siguiente esquema:

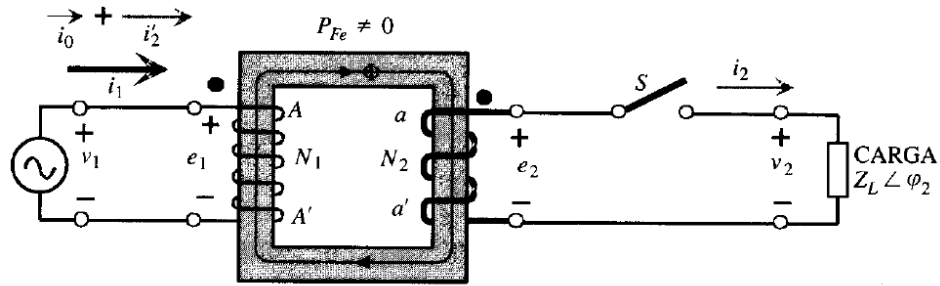


Figura 2-1 Transformador ideal monofásico con núcleo real [1].

Al aplicar una tensión alterna v_1 al primario del transformador circulará por él una corriente alterna que a su vez creará un flujo alterno en el núcleo. Como consecuencia de la variación en el tiempo de este flujo se crearán fuerzas electro-motrices (f.e.m.) en los arrollamientos [1]. Según la Ley de Faraday tienen las siguientes expresiones [1]:

$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt}; \quad e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad (2.1)$$

La f.e.m. ocasionada en el secundario por la acción del flujo depende del número de espiras que tenga dicho arrollamiento.

Si se parte de un flujo sinusoidal:

$$\Phi = \Phi_p \text{ sen } \omega t \quad (2.2)$$

Al tener en cuenta (2.1) se tendrá:

$$e_1 = N_1 \Phi_p \omega \cos \omega t; \quad e_2 = N_2 \Phi_p \omega \cos \omega t \quad (2.3)$$

Con lo que el flujo va retrasado 90° con respecto a las f.e.m.

2.2. CONSTITUCIÓN FÍSICA.

2.2.1. ARROLLAMIENTOS.

Los arrollamientos, o devanados, forman el circuito eléctrico del transformador. Son los encargados de tomar la energía del sistema eléctrico de alimentación (arrollamiento primario) y entregarla al sistema de salida (arrollamiento secundario) [1].

Están formados por conductores, que pueden ser de hilos redondos o de sección rectangular dependiendo de las dimensiones del mismo; y de cobre o aluminio.

Existe básicamente un arrollamiento de alta tensión (A.T.) y otro de baja tensión (B.T.), de los cuales es más sencillo aislar este último [24]. En transformadores cuyo núcleo está compuesto por columnas, los arrollamientos se disponen de forma concéntrica, siendo el de baja tensión el más interno dado que el circuito magnético está conectado a tierra. En el caso de transformadores de núcleo acorazado los arrollamientos se dividen en secciones o “galletas”, de modo que los devanados de A.T. y B.T. se van alternando por toda la columna [1].

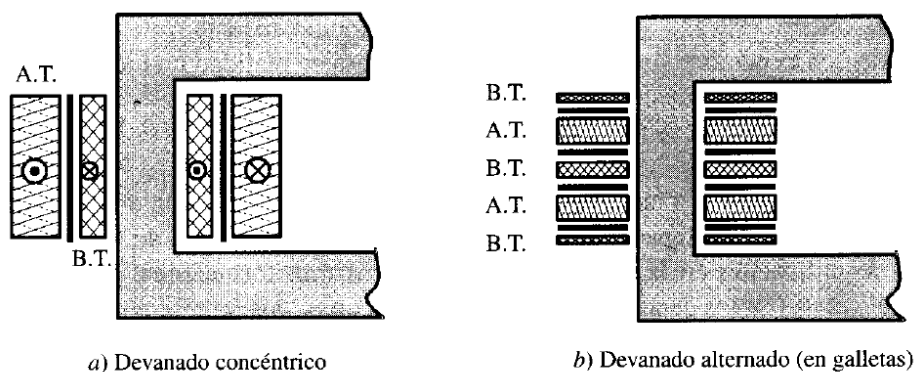


Figura 2-2 Disposición de los devanados [1].

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Estos arrollamientos suponen una fuente de calor, pues cuando por ellos circula una determinada intensidad se producen unas pérdidas de potencia activa (por efecto Joule) [24].

2.2.2. NÚCLEO MAGNÉTICO.

El núcleo magnético es la parte encargada de realizar el trasvase de energía entre los arrollamientos a través del flujo magnético. El núcleo canaliza el flujo desde el arrollamiento primario hasta el secundario [1]. Para facilitar la circulación de este flujo magnético el núcleo está formado por un material de baja reluctancia como puede ser el acero al silicio.

El núcleo puede ser de columnas o acorazado. En el caso de un núcleo de columnas, en las mismas se montan los arrollamientos, y las culatas cierran el circuito magnético.

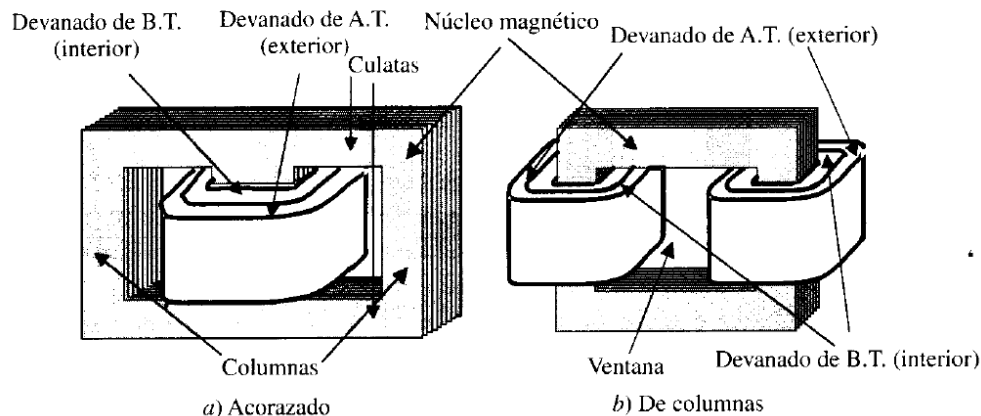


Figura 2-3 Núcleo acorazado y de columnas [1].

El núcleo es recorrido por un flujo magnético variable en el tiempo. Como es sabido cuando una superficie está atravesada por un flujo variable en el tiempo, en la línea que contornea dicha superficie se engendra una fuerza electromotriz (f.e.m.) [1]. Por esa razón, en el hierro del núcleo se inducen fuerzas electromotrices. Como el núcleo está fabricado en material conductor (acero al silicio), estas f.e.m.s originan corrientes parásitas, también llamadas corrientes de Eddy o Foucault [24]. La circulación de estas corrientes por el interior del núcleo

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

provoca unas pérdidas de potencia activa, denominadas pérdidas de Eddy o Foucault, que se pueden expresar de la siguiente forma [5]:

$$P_{Fo} = \frac{\pi^2 f^2 B_o^2 w^2}{6 \rho_{eff}} \quad (2.4)$$

Se puede observar que si aumentamos la resistividad del hierro (ρ_{eff}) se reducen las pérdidas de este tipo. Esto se puede conseguir a través de dos formas, la primera es aumentando el porcentaje de silicio en el hierro (limitando su contenido en un 3%) [24]. Otro método para aumentar la resistencia del hierro es formar el núcleo apilando chapas magnéticas aisladas entre sí, con lo que se consigue que las corrientes de Foucault no circulen de una chapa a otra. Además es sabido que las corrientes de Foucault se oponen al flujo magnético que las creó, con lo que en el interior del núcleo el flujo es menor que en el borde del mismo, pues bien, al utilizar chapas magnéticas para una geometría dada la sección útil del núcleo es mayor.

2.2.3. SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN.

En un transformador se producen una serie de pérdidas de potencia activa que se transforman en calor y que desembocan en el calentamiento de la máquina. Es muy importante mantener acotada la temperatura del transformador, pues es uno de los factores que contribuye significativamente en el envejecimiento del aislamiento de los arrollamientos.

Para evitar que la temperatura de los diferentes puntos del transformador supere ciertos valores es importante dotar a la máquina de un adecuado sistema de refrigeración.

Las pérdidas de potencia activa dependen del volumen de hierro y cobre pero el calor que se evacúa al exterior depende del área. El volumen aumenta con el cubo de las dimensiones, mientras que el área lo hace con el cuadrado. Por este motivo los cuerpos grandes tienen más problemas de refrigeración que los pequeños.

Cuando hablamos de transformadores pequeños (de bajas potencias) el aire exterior es suficiente para refrigerar la máquina a través de la superficie de esta. Este tipo de transformadores es llamado transformador en seco.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

En el caso de grandes potencias, los transformadores están inmersos en una cuba donde son refrigerados por aceite mineral. Este aceite funciona a la vez como refrigerante y como aislante, pues su capacidad térmica y rigidez dieléctrica son superiores a las del aire. Este aceite mineral experimenta con el tiempo un proceso de envejecimiento debido a la temperatura alcanzada en el interior del transformador, al oxígeno y a la humedad adquirida a través del aire del exterior.

Los transformadores pequeños son de llenado integral y cuando el aceite se dilata debido a la temperatura la cuba aumenta su volumen dado que este tipo de transformadores disponen de unas aletas de refrigeración dotadas de cierta elasticidad.

Sin embargo, los transformadores de grandes potencias disponen de un depósito de expansión de aceite, para permitir que el aceite se almacene en él cuando aumenta su volumen. Este depósito ayuda a evitar el envejecimiento del aceite, pues se encuentra alejado de los focos de calor.

En los casos en que se requiera una mejor refrigeración se dispone de sistemas de circulación del aceite y del aire. El aceite puede circular de forma natural por la diferencia de densidad o puede estar forzado por una bomba. Para denotar el tipo de sistema de refrigeración del que dispone un transformador existe un código de cuatro letras [1]:

Las dos primeras hacen referencia al refrigerante empleado en el interior del transformador, pudiendo ser aire, aceite, líquido refrigerante o gas (A, O, L o G); y el tipo de circulación del mismo, siendo natural, forzado o dirigido (N, F, D). Las dos últimas hacen referencia al refrigerante en contacto con la superficie exterior del transformador y al tipo de circulación del mismo.

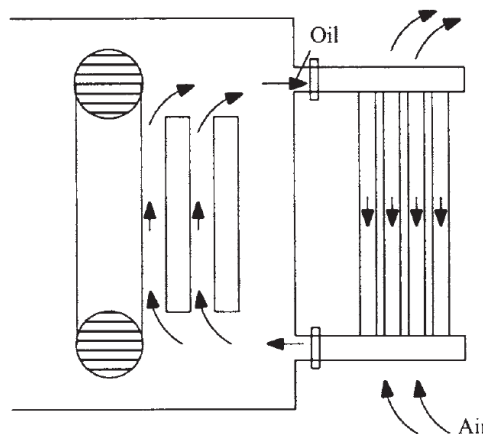


Figura 2-4 Refrigeración ONAN [8]

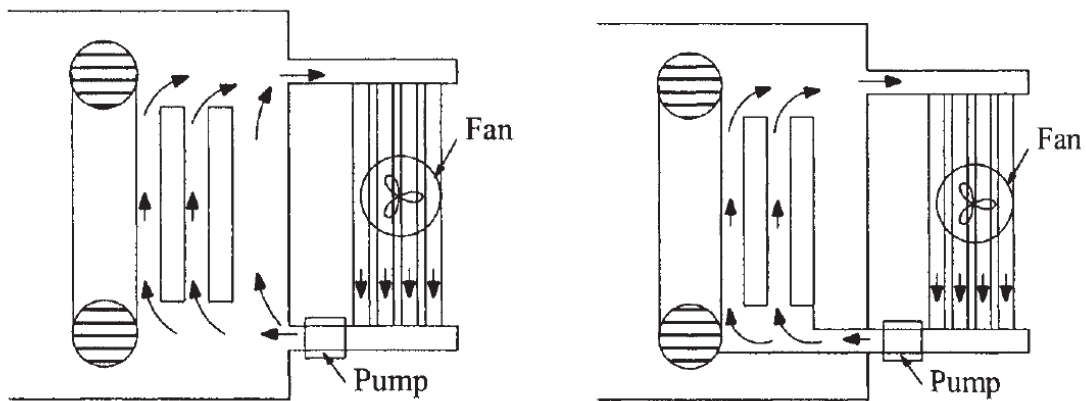


Figura 2-5 Refrigeración OFAF (izquierda) y refrigeración ODAF [8]

De esta forma un transformador ONAN (figura 2-4) está refrigerado en su interior por aceite mineral, que circula de forma natural (por diferencia de densidad) y en su exterior por aire, que circula de forma natural. Y un transformador ODAF (figura 2-5) está refrigerado por aceite en su interior, que circula de forma dirigida a los arrollamientos, y en su exterior por aire, que circula de forma forzada por ventiladores.

Este es un tema importante, pues dependiendo del sistema de refrigeración del que se disponga (normalmente mejores sistemas se asignan a máquinas de grandes potencias) se podrá someter al transformador a una sobrecarga mayor o menor. Por el contrario, a igualdad de sobrecarga, el tiempo durante el cual se puede soportar esa sobrecarga es diferente según cual sea el sistema de refrigeración. Este es el caso cuando disponemos de dos transformadores, el primero de ellos ONAN y el segundo ODAF; si la sobrecarga a la que están sometidos es idéntica y de valor 1,4 el valor de carga nominal de cada uno de ellos, el primero de los transformadores podrá soportar dicho valor de carga durante un tiempo muy inferior que el segundo. Esto se debe a que en la primera máquina se alcanzarán temperaturas elevadas en un tiempo muy corto, que de ser soportadas durante mucho tiempo serían perjudiciales para las diferentes partes que lo componen.

2.2.4. PAPEL AISLANTE.

Los grandes transformadores de potencia utilizan como aislante dieléctrico el papel. El papel que se utiliza es conocido como papel pressboard. Este papel es un cartón prensado fabricado con pulpas de madera mediante el proceso Kraft. Este proceso “Kraft” proporciona una excelente impregnación del aceite, lo que implica un muy buen rendimiento en los campos eléctricos [9].

Este papel aislante se utiliza para envolver los conductores y para aislar los arrollamientos entre sí formando un cilindro alrededor de ellos.

2.3. CALENTAMIENTO.

En el apartado anterior se han visto los tipos de sistemas de refrigeración aplicables a los transformadores. Estos sistemas de refrigeración tienen como objetivo mantener las temperaturas de las diferentes partes del transformador por debajo de ciertos límites. Estos límites están normalizados y no se deben sobrepasar para que el transformador no experimente un envejecimiento importante.

La norma IEC 60076-2 [6] recoge los calentamientos que no se deben sobrepasar en los diferentes puntos del transformador. La tabla que a continuación aparece es válida tanto para papel mejorado térmicamente como para papel no mejorado térmicamente:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Tabla 2-1 Calentamientos según IEC 60076-2 [4].

Requisitos para	Límites de calentamiento K
Líquido aislante en la parte superior	60
Arrollamiento medio (por variación de resistencia del arrollamiento):	
– Sistemas de refrigeración ON ... y OF ...	65
– Sistema de refrigeración OD ...	70
Punto caliente del arrollamiento	78

Donde los calentamientos se refieren a condiciones estables bajo potencia asignada y 20 °C de temperatura en el medio refrigerante externo [4].

Sin embargo si la temperatura del medio refrigerante externo supera los 20 °C se deben hacer las siguientes correcciones a los calentamientos de la tabla 2-1:

Tabla 2-2 Correcciones de calentamiento [4].

Temperaturas ambiente °C			Corrección del calentamiento K ^a
Media anual	Media mensual	Máxima	
20	30	40	0
25	35	45	–5
30	40	50	–10
35	45	55	–15
^a Referidos a los valores proporcionados en la tabla 1.			

La norma describe los ensayos que se deben realizar para comprobar que no se sobrepasan las temperaturas mencionadas en un transformador que se entrega a un cliente después de haber sido construido.

2.4. PROBLEMÁTICA DE SOBRECARGAR UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA [4].

La expectativa de vida de un transformador se asigna conforme a la placa de características del mismo y a la temperatura ambiente de diseño. Superar las condiciones indicadas en la placa de características y/o superar la temperatura ambiente de diseño implica un riesgo y se somete a la máquina a un envejecimiento acelerado. Sin embargo si se siguen las pautas que se pueden encontrar en las normativas correspondientes [4] y [6], se puede cargar un transformador por encima de los valores de la placa de características.

2.4.1. CONSECUENCIAS.

Las consecuencias de cargar un transformador por encima de los valores de la placa de características son las siguientes [4]:

- a) La temperatura de los arrollamientos, conexiones, aislamientos y aceite se incrementará pudiendo alcanzar niveles inaceptables.
- b) La densidad de flujo de dispersión aumenta. De esta manera se produce un calentamiento adicional en las partes metálicas de la máquina por corrientes de Foucault cuando son atravesadas por dicho flujo.
- c) Al igual que la temperatura, también cambia la humedad en el aceite, ya que la humedad en un transformador está repartida entre el papel y el aceite y este reparto es función de la temperatura. Lo mismo se puede decir del contenido en gas en el aceite, ya que la solubilidad de un gas en el aceite depende de la temperatura.

- d) Los pasatapas, cambiadores de tomas, terminaciones de cables y los transformadores de intensidad también se exponen a calentamientos elevados que reducen los márgenes de diseño y de aplicación.

Como resultado de lo anterior, existirá un riesgo de fallo prematuro asociado al aumento de corrientes y temperaturas. Este riesgo de fallo puede ser característico de plazo corto inmediato o acumulativo al efecto de envejecimiento térmico del aislamiento del transformador.

2.4.2. SOBRECARGAS DE CORTA DURACIÓN.

La sobrecarga de emergencia de corta duración es aquella en la que durante un breve periodo de tiempo se somete al transformador a unas condiciones de carga superiores o muy superiores a las definidas en su placa de características. Durante dicho régimen se alcanza un nivel del punto caliente en los conductores capaz de conducir a una reducción temporal de la resistencia dieléctrica. En ocasiones puede ser preferible, no obstante, someter al transformador a estas condiciones a una pérdida de suministro. Este tipo de carga debe ser reducida rápidamente. Su duración debe ser menor a media hora [4].

La duración admisible de este tipo de carga es más corta que la constante de tiempo térmico del transformador y depende de la temperatura de funcionamiento antes del aumento de carga.

Este tipo de carga puede tener las siguientes consecuencias:

- a) Formación de burbujas de gas en regiones de gradiente eléctrico elevado. Estas burbujas pueden aparecer cuando se sobrepasan los 140 °C para un transformador con un contenido en humedad en el aislamiento alrededor del 2% [14]. Estas burbujas suponen un riesgo de fallo dieléctrico importante.
Las burbujas pueden formarse en la superficie de partes metálicas que se hayan calentado por el flujo de dispersión.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

En las partes metálicas desnudas que están en contacto con aislamiento no celulósico se pueden alcanzar rápidamente temperaturas elevadas. No se deberá exceder la temperatura de 180 °C [6].

- b) Reducción de la capacidad de soportar cortocircuitos. Debido a la degradación temporal de las propiedades mecánicas a temperaturas elevadas.
- c) Fallo debido al aumento de presión en los pasatapas y fugas de aceite. Pueden aparecer gases en los pasatapas tipo condensador si la temperatura sobrepasa los 140 °C .
- d) Rebosamiento del aceite por dilatación en el depósito conservador.
- e) El corte de corrientes excesivamente elevadas puede ser peligroso.

Los riesgos derivados de las sobrecargas de corta duración desaparecen por lo general después de que la carga haya sido reducida a nivel normal, pero es necesario que se evalúen y sean identificados por las partes involucradas. En este sentido, es interesante realizar un análisis de gases disueltos en el aceite a transformadores que hayan sufrido una sobrecarga de corta duración de magnitud elevada.

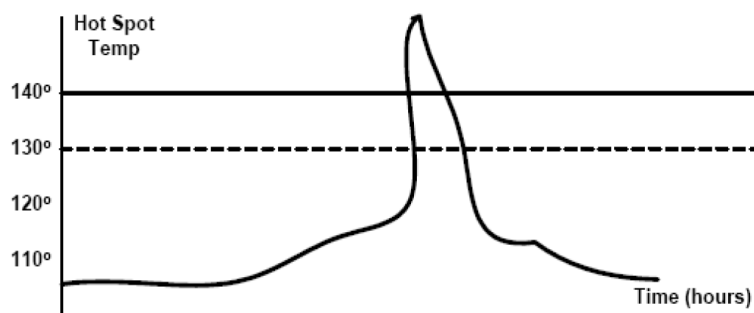


Figura 2-6 sobrecarga de corta duración [19]

2.4.3. SOBRECARGAS DE LARGA DURACIÓN.

Esta condición de funcionamiento no es normal. Su presencia puede ser debida por lo general al fallo y transporte para reparación de un transformador que trabajaba en paralelo con el sobrecargado. Esta sobrecarga puede perdurar durante semanas o incluso meses y supone un envejecimiento de las partes aislantes importante.

Esta condición de funcionamiento puede derivar en lo siguiente:

- a) A temperaturas elevadas se acelera la degradación de las propiedades mecánicas del aislamiento de los conductores. Si esta degradación es importante, la vida del transformador se puede reducir.
- b) También pueden sufrir envejecimiento las partes que soportan la presión axial del bloque del arrollamiento.
- c) La resistencia de contacto de los cambiadores de tomas puede aumentar con corrientes y temperaturas elevadas, y en ocasiones pueden producirse escapadas térmicas.

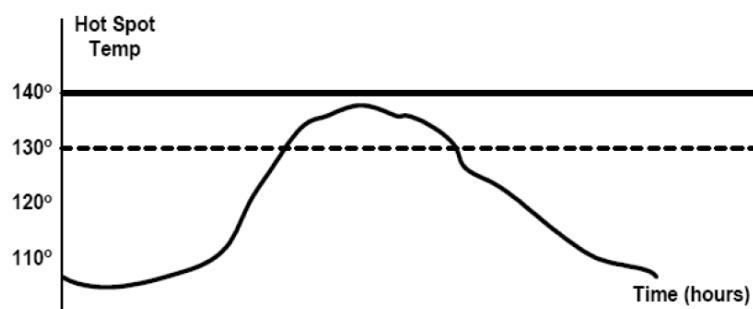


Figura 2-7 sobrecarga de larga duración [19].

2.4.4. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE. PAPEL MEJORADO O NO TERMICAMENTE.

El papel está formado por celulosa, un polímero lineal que tiene la siguiente estructura:

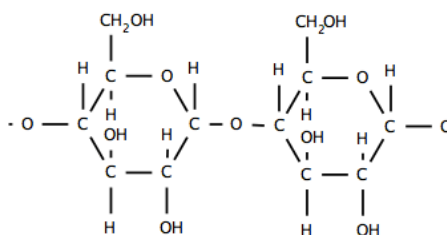


Figura 2-8 estructura de la cadena de glucosa [20].

El grado de polimerización (Polymerization degree, PD) indica cuántas unidades repetitivas se encuentran en un polímero. El envejecimiento de los papeles aislantes consiste en la despolimerización de la molécula de celulosa. Al reducirse el grado de polimerización las características aislantes del papel casi no se ven afectadas, sin embargo su resistencia a la tracción sí que se ve considerablemente afectada. Ocurre que cuando un transformador sufre un cortocircuito en bornas se producen unas fuerzas de repulsión entre arrollamientos. Si el papel que recubre los conductores no tiene una resistencia a la tracción suficiente se puede romper, con lo que los conductores quedarían desnudos y su aislamiento se vería comprometido. Por ello este parámetro se utiliza como indicador del grado de envejecimiento del papel aislante [10]. Un papel aislante nuevo tiene un grado de polimerización alrededor de 1400 y uno viejo alrededor de 200.

El envejecimiento del papel es función de la humedad presente en él, del oxígeno disuelto y de la temperatura. Estos factores son participantes directos en las reacciones de oxidación, hidrólisis y pirolisis del papel, las cuales provocan la disminución del grado de polimerización.

La hidrólisis es un proceso de envejecimiento del papel aislante que da lugar a cadenas de celulosa más pequeñas y produce tres moléculas de agua. La temperatura favorece este proceso, que va aumentando el contenido de agua en el papel con el transcurso del tiempo [24].

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

El contenido de agua en el papel es un factor muy importante en la expectativa de vida del transformador como se puede ver en la figura 2-9:

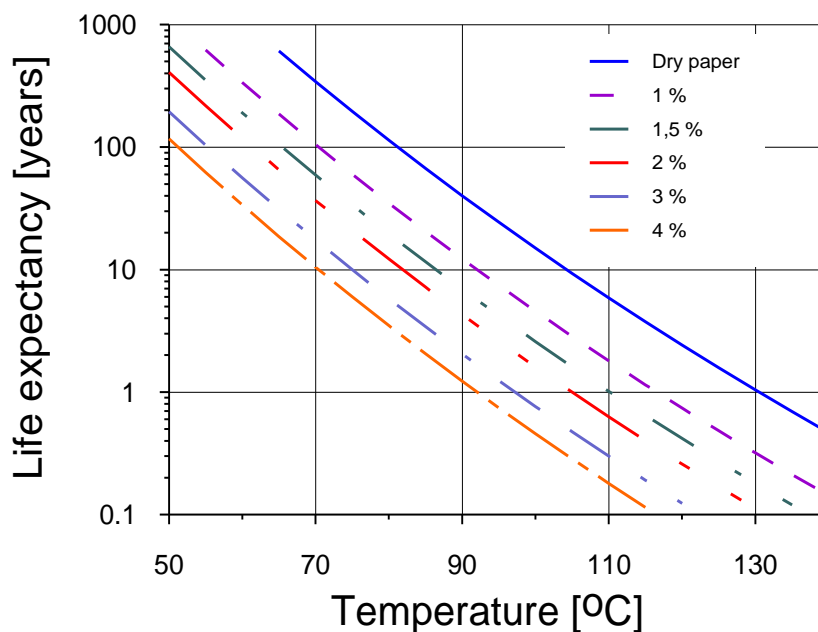


Figura 2-9 Expectativa de vida del papel Kraft en función de la temperatura y del contenido en humedad [2].

En la Figura 2-9 se puede ver que para una temperatura de 70 °C con papel seco la expectativa de vida está en torno a 500 años, mientras que si el contenido en agua es del 4% la expectativa se reduce a 10 años.

Otro ejemplo del efecto de la humedad en el envejecimiento del papel se muestra en la tabla 2-3:

Tabla 2-3 Efecto de la humedad en el envejecimiento del papel [4].

Tipo de papel/temperatura		Vida de envejecimiento años	
		Seco y libre de aire	Con aire y 2% de humedad
Pasta de papel a	80 °C	118	5,7
	90 °C	38	1,9
	98 °C	15	0,8
Pasta de papel mejorada a	80 °C	72	76
	90 °C	34	27
	98 °C	18	12

Los contenidos de agua en el transformador pueden alcanzar durante su vida útil unos valores de entorno el 5% [9].

La oxidación es la segunda causa de envejecimiento del papel [2]. Consiste en un proceso cuyos productos finales son el dióxido de carbono y agua.

La pirolisis tiene poca importancia a temperaturas inferiores a los 140 °C, pero por encima de esta temperatura pueden ocurrir defectos y la generación de agua, monóxido de carbono y dióxido de carbono [2].

En la actualidad existen dos tipos de papel aislante, el mejorado térmicamente y el no mejorado térmicamente. El primero de ellos presenta una resistencia al envejecimiento más elevada que el no mejorado térmicamente [2], como se muestra en la figura 2-10, ya que en su fabricación se emplean bases químicas que consumen el agua producida por los procesos de envejecimiento. Un papel se considera mejorado térmicamente si conserva el 50% de la resistencia a la tracción después de 65000 horas en tubo cerrado a 110 °C [11].

Así mismo, el cambio con el tiempo del grado de polimerización evoluciona de forma diferente en ambos casos:

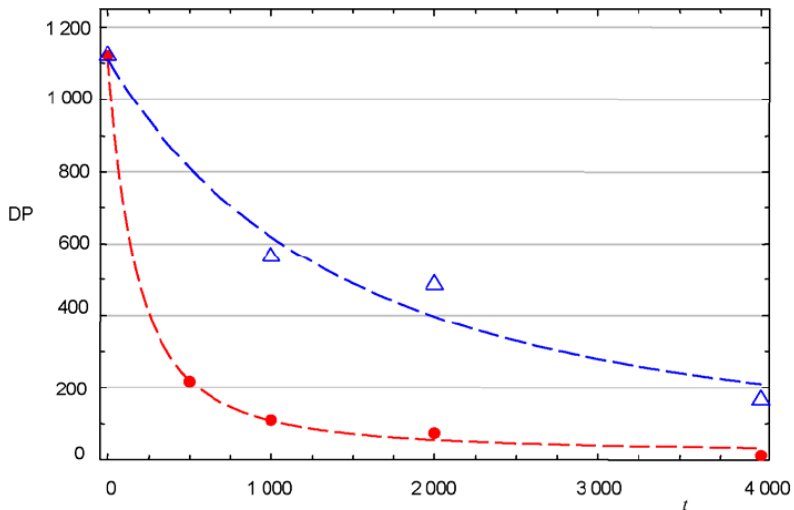


Figura 2-10 Evolución del DP para papel no mejorado y papel mejorado térmicamente [4].

En la Figura 2-10 la línea azul representa la evolución en el tiempo del grado de polimerización para papel mejorado térmicamente y la línea roja para papel no mejorado cuando se someten a una temperatura de 150 °C. Como se observa, el grado de polimerización para el papel mejorado térmicamente es durante todo el periodo de ensayo más del doble que para el papel no mejorado.

Algo similar ocurre para el contenido de humedad [4]:

Tabla 2-4 Expectativa de vida para papel mejorado y no mejorado [4].

Tipo de papel/temperatura		Vida de envejecimiento años	
		Seco y libre de aire	Con aire y 2% de humedad
Pasta de papel a	80 °C	118	5,7
	90 °C	38	1,9
	98 °C	15	0,8
Pasta de papel mejorada a	80 °C	72	76
	90 °C	34	27
	98 °C	18	12

En la tabla 2-4 se puede ver que la expectativa de vida para diferentes temperaturas es superior en el caso de papel mejorado térmicamente.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

La tasa relativa de envejecimiento es igual a 1 para 110 °C en el caso de papel mejorado térmicamente, y para 98 °C cuando se trata de papel no mejorado térmicamente [4].

2.4.5. FORMACIÓN DE BURBUJAS.

La formación de burbujas en un transformador es un problema de gran importancia pues puede suponer el fallo de la máquina. Las burbujas provocan la disminución de la rigidez dieléctrica del aceite que puede desembocar en descargas, que a su vez pueden dar lugar a la reducción de las propiedades químicas y físicas del aceite y papel [13].

Las burbujas pueden formarse en el aceite, a partir de los gases disueltos y de la humedad que el aceite absorbe del ambiente, o en el papel, a partir del vapor de agua que al calentarse desprende el papel aislante [13].

No obstante, las burbujas potencialmente más peligrosas son las de vapor de agua que se originan en el papel. Las figuras 2-11 y 2-12 ilustran el proceso de formación de este tipo de burbujas:

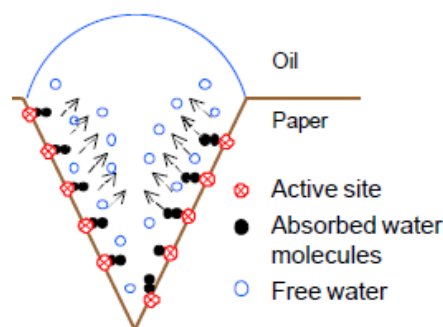


Figura 2-11 Formación de una burbuja en impureza del papel [13].

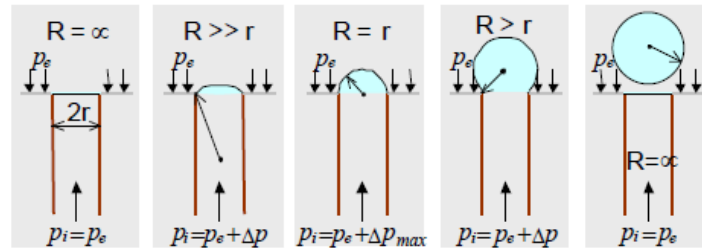


Figura 2-12 Proceso de formación de una burbuja [13].

Normalmente estas burbujas se forman en irregularidades que se encuentran en el papel, pues son lugares que favorecen este proceso [14].

Estas burbujas, como se ha indicado antes, suponen una zona con menor rigidez dieléctrica que el aceite. Esto supone un problema desde el punto de vista eléctrico, pues el vapor de agua tiene una permitividad menor que la del aceite, y dado que cuando se aplica tensión a un medio formado por dos dieléctricos el reparto de campo eléctrico entre los dos sigue la expresión:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \quad (2.5)$$

Se llega a la conclusión de que el medio que tiene menor permitividad, en este caso el vapor de agua, soporta un campo eléctrico mayor [21]. Esto supone una zona de alto riesgo de aparición de descargas parciales que hacen aparecer sedimentos de óxido en el aceite que pueden agravar el estado del transformador.

Las elevadas temperaturas en el interior del transformador aceleran la formación de burbujas debido a la evaporación del agua acumulada en el interior del transformador.

2.5. NECESIDAD DE UN MODELO TÉRMICO.

Como se ha podido ver a lo largo del capítulo 2, una de las principales causas del envejecimiento y fallo del transformador es la elevada temperatura que aparece en los diferentes puntos de mismo durante las sobrecargas, ya sean de corta duración o de larga duración. Por eso es de suma importancia conocer dichas temperaturas para poder evaluar el riesgo de fallo existente y el envejecimiento o el consumo de vida útil de la máquina.

Existen dos formas de conocer las temperaturas del interior del transformador. La primera es mediante la colocación de fibra óptica en los diferentes puntos; y la segunda utilizando un modelo térmico que calcule estas temperaturas a partir de unos valores adquiridos en los ensayos de calentamiento [4].

El empleo de fibra óptica es un método empleado desde la mitad de la década de los 80 y ha sido aplicada a transformadores seleccionados ya que hasta hace muy poco tiempo era un elemento caro. Este método tiene la desventaja de que la ubicación exacta del punto más caliente (lugar donde se alcanzan las temperaturas más altas) es difícil de predecir a priori, por lo que es improbable que se detecte el punto caliente real del arrollamiento con hasta tres sensores [25]. Por ello hay que buscar un compromiso entre insertar un gran número de sensores para detectar el punto caliente real y los costes asociados a los sensores. Se deben utilizar sensores de fibra óptica, ya que si se emplean sensores con carcasa metálica se altera la distribución de campo eléctrico y puede contribuir a la aparición de fallos. La instalación de sensores de fibra óptica debe hacerse durante el proceso de fabricación del transformador o durante una reparación en fábrica del mismo, por lo que no cabe emplear este método a transformadores antiguos (a menos que deban ser llevados a fábrica a reparar).

Por estos motivos, una alternativa es el cálculo de las temperaturas empleando un modelo térmico. Estos modelos tienen la ventaja de que no se introduce ningún cuerpo en el interior del transformador, pero también tienen desventajas. Entre ellas se encuentra que no es una forma exacta al 100% de obtener las temperaturas deseadas, pues los modelos térmicos son modelos muy simples que no reflejan todos los fenómenos físicos involucrados en la dinámica del fluido y en los procesos de transmisión de calor en el transformador. También

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

dependiendo del ambiente en el que se encuentre el transformador, los resultados se corresponden más o menos con la realidad.

Aun así, los resultados arrojados por estos modelos son suficientemente precisos para los fines que se persiguen y además permiten obtener la posibilidad de la formación de burbujas si se está en el caso de una sobrecarga de corta duración, la probabilidad de fallo del transformador y la pérdida de vida provocada por una sobrecarga de larga duración.

CAPÍTULO 3: MODELOS TÉRMICOS SIMPLIFICADOS.

Existen varios modelos térmicos, cada uno de ellos con una serie de ventajas dependiendo de en qué ambiente se encuentre el transformador. En este capítulo se van a ver tres modelos: el modelo de Dejan Susa [12], el modelo del Anexo G de la Norma IEEE C-57-91-2013 [23] y el modelo de la Norma IEC 60076-7 [4].

Para elaborar un modelo térmico simplificado que emplee cálculos matemáticos sencillos la norma internacional IEC 60076-7 proporciona unas aproximaciones que se emplean en la mayoría de los modelos existentes [4]. La norma parte de un diagrama térmico simplificado en el canal de aceite que rodea a un arrollamiento (figura 3-1):

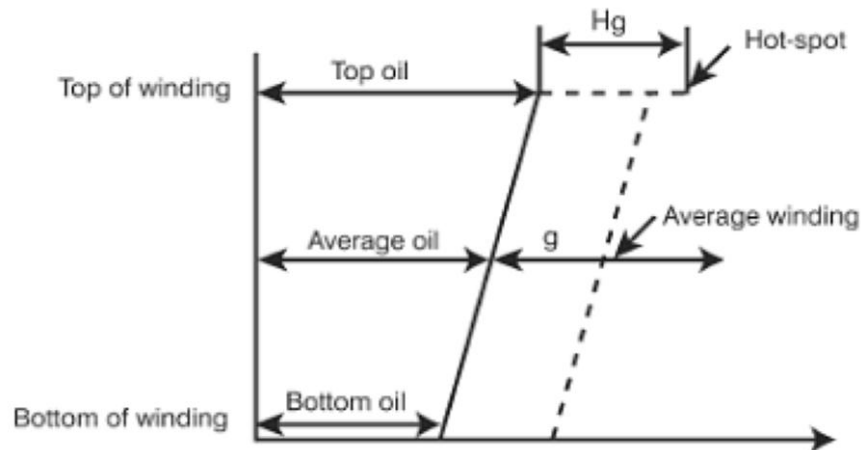


Figura 3-1 Diagrama térmico [4].

Las hipótesis que se toman para la simplificación son las siguientes [4]:

- Sea cual sea el sistema de refrigeración la temperatura del aceite del conducto interior a un arrollamiento del transformador aumenta de forma lineal desde la parte inferior del mismo hasta la parte superior.
- El calentamiento del conductor crece linealmente a cualquier altura del arrollamiento, paralelo al calentamiento del aceite del conducto, con un salto térmico g_r constante (donde el subíndice r hace relación al calentamiento en condiciones asignadas). Esta constante g_r es la diferencia entre el calentamiento medio del arrollamiento por resistencia y el calentamiento medio del aceite en la cuba.

- c) El punto más caliente del arrollamiento se encuentra en la parte superior del arrollamiento. Esto es debido a las pérdidas parásitas, a las diferencias en los flujos de aceite y a la posibilidad de que exista papel adicional en el conductor. Para tener en cuenta el calentamiento adicional entre el aceite superior de la cuba y el punto caliente, en condiciones asignadas se hace:

$$\Delta\theta_{hr} = H * g_r \quad (3.1)$$

Este incremento se expresa como el llamado factor de punto caliente H que multiplica a la constante g_r y representa el calentamiento extra que experimenta el punto caliente.

En la figura anterior, los términos que aparecen son los siguientes:

- a) Hot-spot: es el punto caliente del transformador, donde se alcanzan las temperaturas más elevadas en la máquina. Suele situarse en la parte superior del arrollamiento. La temperatura de este punto es la que se emplea para determinar el envejecimiento sufrido por el transformador y la posibilidad de formación de burbujas.
- b) Top-oil: es la capa superior del aceite. Su temperatura es necesaria de cara a obtener la temperatura del punto caliente. Típicamente se atribuye la temperatura del aceite de entrada al sistema de refrigeración como la temperatura del aceite de la capa superior. En realidad esto no es del todo cierto pues el aceite que más temperatura alcanza es el que se encuentra en el interior de los arrollamientos [6].
- c) g : es la diferencia de temperatura entre el aceite y el arrollamiento. Se conoce como gradiente térmico del arrollamiento. su valor es igual a la diferencia entre la temperatura media del arrollamiento y la del aceite. Este gradiente se supone constante en toda la altura del arrollamiento.
- d) H_g : es el gradiente térmico del punto caliente. Representa la diferencia térmica entre la capa superior del aceite y el punto caliente. El valor de esta constante se obtiene de multiplicar el gradiente térmico del arrollamiento " g " por el factor " H ", de valor mayor que uno y que representa el calentamiento extra que experimenta el punto caliente por las pérdidas adicionales y la variación de flujo [6].

- e) Bottom oil: es la capa inferior del aceite en la cuba. Su temperatura se calcula como la temperatura a la salida de los radiadores [6].
- f) Average oil: es la temperatura media del aceite. El valor de dicha temperatura se calcula como la media entre la temperatura de entrada y salida del aceite en los radiadores.
- g) Average winding: es la temperatura media del arrollamiento. Esta temperatura se calcula a través de la medida de la resistencia del arrollamiento.

3.1. MODELO DE DEJAN SUSA [12].

El modelo de Dejan Susa surgió en el año 2005 como un modelo más preciso en el cálculo de temperaturas del punto caliente y de la capa superior del aceite que el de la norma que entonces regía, que era la norma IEC 354 [22]. El método de Susa está basado en una analogía termo-eléctrica. En esta analogía:

- El calor es dual a la corriente que circula por un circuito eléctrico.
- La temperatura es dual a la tensión en diferentes puntos del circuito.
- El calor específico de las diferentes partes del cuerpo es representado mediante capacidades en el circuito eléctrico.
- La resistencia térmica que se opone a la transferencia de calor en un cuerpo es representada mediante resistencias en el circuito eléctrico. Dado que los fenómenos de convección de calor son fenómenos no lineales con la temperatura, la resistencia será una resistencia no lineal.

El método tiene en cuenta la variación de la viscosidad del aceite con la temperatura así como la variación de las pérdidas en el cobre y adicionales con la temperatura.

El modelo de Susa consta de dos submodelos, el primero proporciona la temperatura de la capa superior del aceite en función de las pérdidas totales y de la temperatura ambiente, mientras que el segundo proporciona la temperatura del punto más caliente a partir de la temperatura de la capa superior del aceite y de las pérdidas en el cobre durante la sobrecarga.

- Modelo de temperatura de la capa superior:

El modelo de temperatura de la capa superior responde a la figura 3-2:

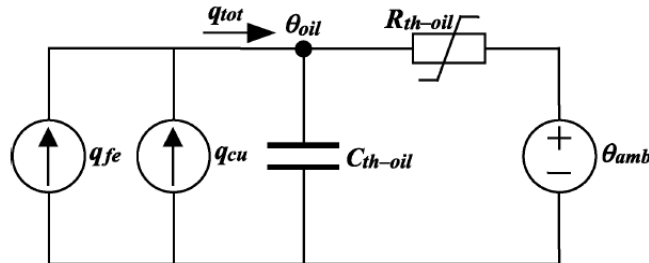


Figura 3-2 Diagrama análogo térmico-eléctrico capa superior [12].

Donde

- q_{fe} son las pérdidas en el hierro
- q_{cu} son las pérdidas en el cobre
- C_{th-oil} es la capacidad calorífica del aceite
- R_{th-oil} es la resistencia térmica a la evacuación de calor al ambiente
- θ_{amb} es la temperatura ambiente
- θ_{oil} es la temperatura de la capa superior del aceite.

La resistencia térmica es función del coeficiente de película (o coeficiente de convección), h , y del área del transformador, A , como se puede ver en la expresión 3.2:

$$R_{th-oil} = \frac{1}{h * A} \quad (3.2)$$

El coeficiente de película depende de los números de Nusselt, Prandtle y Grashof, que a su vez dependen de la viscosidad. Debida a ello esta resistencia resulta ser no lineal.

La ecuación de la figura 3-2 es:

$$q_{fe} + q_{cu} = C_{th-oil} * \frac{d\theta_{oil}}{dt} + \frac{(\theta_{oil} - \theta_{amb})}{R_{th-oil}} \quad (3.3)$$

- Modelo de temperatura del punto caliente:

El circuito equivalente térmico dual del modelo térmico de cálculo de la temperatura del punto más caliente se muestra en la figura 3-3:

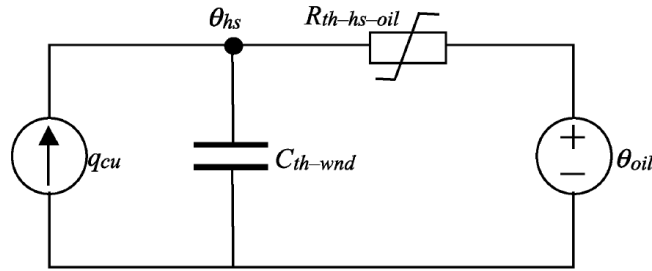


Figura 3-3 Diagrama análogo térmico-eléctrico punto caliente [12].

Donde

- C_{th-wdg} es la capacidad calorífica del arrollamiento.
- $R_{th-hs-oil}$ es la resistencia térmica al paso de calor del arrollamiento al aceite.
- θ_{hs} es la temperatura del punto más caliente.

La resistencia térmica al paso de calor del arrollamiento al aceite es la suma de la resistencia térmica del cobre, la resistencia térmica del aislamiento y la resistencia térmica del aceite como muestra la expresión 3.4:

$$R_{th-hs-oil} = R_{th-wdg} + R_{th-insul} + R_{th-oil} \quad (3.4)$$

En esta expresión

- R_{th-wdg} es la resistencia térmica del arrollamiento.
- $R_{th-insul}$ es la resistencia térmica del aislamiento.

De los tres sumandos, el más importante es la resistencia térmica del aceite y los otros dos se pueden despreciar. La resistencia térmica del aceite es:

$$R_{th-hs-oil} = R_{th-oil} = \frac{1}{h * A} \quad (3.5)$$

Y el coeficiente de película es:

$$h = C_{th-wdg} * \frac{d\theta_{hs}}{dt} + \frac{(\theta_{hs} - \theta_{oil})}{R_{th-hs-oil}} \quad (3.6)$$

Con lo que la ecuación del modelo térmico queda:

$$q_{cu} = C_{th-wdg} * \frac{d\theta_{hs}}{dt} + \frac{(\theta_{hs} - \theta_{oil})}{R_{th-hs-oil}} \quad (3.7)$$

3.2. MODELO DEL ANEXO G IEEE 2013 [23].

Este modelo, a diferencia del modelo de la Norma IEC 60076-7, como se verá en el siguiente apartado, no usa la temperatura de la capa superior del aceite para calcular la temperatura del punto más caliente, sino que utiliza la temperatura calculada del aceite en la parte superior del conducto entre los arrollamientos. Otra diferencia importante es que este modelo tiene en cuenta las variaciones de la viscosidad del aceite y de la resistencia de los arrollamientos con la temperatura.

Las temperaturas que proporciona este modelo son las siguientes:

- Temperatura de la capa superior del aceite.
- Temperatura del punto caliente de los arrollamientos.
- Temperatura de la parte superior del canal de aceite entre arrollamientos.
- Temperatura de la parte inferior del canal de aceite entre arrollamientos.

Como se verá en el siguiente apartado, los datos de entrada para el modelo del Anexo G son más numerosos que para el modelo de la Norma IEC 60076-7. Estos datos son:

- Pérdidas Joule en los arrollamientos.
- Temperatura a la cual están referidas dichas pérdidas.
- Pérdidas por corrientes Eddy en los arrollamientos.
- Pérdidas parásitas.
- Pérdidas en el núcleo magnético.
- Calentamiento medio del arrollamiento a carga nominal.
- Calentamiento del punto caliente del arrollamiento respecto a la temperatura ambiente a carga asignada.
- Calentamiento de la capa superior del aceite respecto del ambiente a carga asignada.
- Calentamiento del aceite en la parte inferior del transformador a carga asignada.
- Material de los conductores (si se trata de aluminio o cobre).
- Pérdidas de Eddy en el punto más caliente del arrollamiento.
- Constante de tiempo de los arrollamientos.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

- Altura del punto más caliente en por unidad respecto a la altura del arrollamiento.
- Peso del núcleo.
- Peso de los arrollamientos.
- Peso total de la cuba (más sujeciones).
- Tipo de fluido refrigerante.
- Volumen del fluido refrigerante.
- Existencia o no de sobreexcitación durante el período de estudio.
- Instante de tiempo en el que se produce la sobreexcitación (en caso de producirse).
- Pérdidas en el núcleo durante la sobreexcitación (en caso de producirse).
- Tipo de refrigeración.
- Si se está estudiando una sobrecarga de emergencia de corta duración:
 - Temperatura inicial de punto caliente.
 - Temperatura media del arrollamiento en el instante inicial.
 - Temperatura inicial de la capa superior del aceite.
 - Temperatura inicial del aceite de la parte superior del conducto entre arrollamientos.
 - Temperatura inicial del aceite de la parte inferior del conducto entre arrollamientos.

Este modelo está dividido a su vez en tres submodelos:

- Cálculo del calentamiento medio del arrollamiento.
- Cálculo del calentamiento del punto más caliente del arrollamiento.
- Cálculo del calentamiento de la capa superior del aceite.

Siempre en cada uno de los submodelos se sigue el equilibrio termodinámico:

$$Q_{generado} = Q_{almacenado} + Q_{disipado} \quad (3.8)$$

El modelo dispone de tres ecuaciones diferenciales generales que pueden ser resueltas de forma secuencial, siempre que el paso de integración sea lo suficientemente pequeño.

- La primera ecuación obtiene la temperatura media del arrollamiento en cada instante de tiempo. Para ello parte de la temperaturas de la parte inferior y de la parte superior del canal de aceite entre arrollamientos, calcula la temperatura media de dicho canal y le suma el salto térmico entre el arrollamiento y el aceite. El salto térmico se calcula

mediante un balance energético del arrollamiento, teniendo en cuenta el calor generado en el mismo y el calor transmitido al aceite.

- La segunda ecuación obtiene la temperatura del punto caliente en cada instante de tiempo. Para ello, en primer lugar, actualiza la temperatura en la parte superior del canal entre arrollamientos teniendo en cuenta el calor transmitido al aceite calculado en el paso anterior. La temperatura del punto más caliente es calculada sumando a la temperatura de la parte superior del canal entre arrollamientos el salto térmico entre este punto y el punto más caliente. El salto térmico se calcula mediante un balance energético en las proximidades del punto caliente, teniendo en cuenta el calor generado en dicha zona y el calor transmitido al aceite próximo a dicha zona.
- La tercera ecuación obtiene la temperatura de la capa superior del aceite en cada instante de tiempo. Para ello parte de la temperatura media del aceite calculada en el instante anterior (o de las condiciones de contorno si se trata del instante de tiempo inicial) y se actualiza esta temperatura media teniendo en cuenta el calor generado por las pérdidas de potencia activa y el calor evacuado al ambiente. El salto térmico entre la temperatura de la capa superior del aceite y la temperatura de la parte inferior del conducto se obtiene a partir del calor evacuado al ambiente. Acto seguido se actualizan las temperaturas de la capa superior del aceite y de la parte inferior del conducto entre arrollamientos sumando la mitad del salto térmico calculado.

3.3. MODELO IEC 60076-7 [4].

Este modelo se describe con más detalle pues es el modelo en el que se basa este trabajo. La elección de este modelo se ha tomado en primer lugar por ser el modelo que contempla la normativa internacional, por ser preciso en los resultados y porque es el modelo que menos variables de entrada debe conocer el usuario.

Este modelo contempla dos formas diferentes de obtener la temperatura del punto más caliente en el transformador (hot spot temperature) y la temperatura de la capa superior del aceite (top oil temperature).

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

El primero de los métodos es el llamado “Método de las ecuaciones exponenciales”, el cual es adecuado para variaciones de carga en forma de escalón. Este método es particularmente adecuado durante el ensayo de calentamiento en fábrica, y proporciona resultados apropiados en los siguientes casos.

- a) Cuando una etapa de incremento de carga es seguida por una etapa de decremento de carga o al contrario.
- b) Cuando se dan varios incrementos de carga sucesivos las primeras etapas han de tener longitud suficiente para que el gradiente térmico entre el punto caliente y el aceite de la capa superior alcancen el régimen permanente.

Como se ve, es un método muy limitado, pues estos ciclos de carga no son reales o no es probable que se den.

El segundo método es el “Método de las ecuaciones diferenciales” y es adecuado para variaciones de carga arbitrarias en función del tiempo y para temperatura ambiente variable. Este método tiene por ventaja que no tiene ninguna restricción relacionada con el perfil de carga.

En primer lugar se presenta la tabla 3-1, donde se pueden ver los símbolos empleados en los modelos de esta Norma:

Tabla 3-1 Símbolos modelo Norma IEC 60076-7.

Θ_h	Temperatura de punto caliente
Θ_o	
Θ_a	Temperatura ambiente
$\Delta\Theta_{oi}$	Calentamiento del aceite de la capa superior al inicio
$\Delta\theta_{or}$	Calentamiento del aceite de la capa superior en condiciones permanentes a carga asignada
R	Relación de pérdidas en carga a corriente asignada y pérdidas en vacío
K	Grado de carga
$\Delta\theta_h$	Gradiente de temperatura de punto caliente con respecto al aceite para la carga considerada
$\Delta\Theta_{hi}$	Gradiente de punto caliente con respecto al aceite de la capa superior al inicio
$\Delta\Theta_{hr}$	Gradiente de punto caliente con respecto al aceite de la capa superior a corriente asignada
H	Factor de punto caliente
g_r	Gradiente de temperatura entre el arrollamiento medio y el aceite medio a corriente asignada
x	Potencia exponencial de las pérdidas en relación al calentamiento del aceite superior
y	Potencia exponencial de las pérdidas en relación al calentamiento de los arrollamientos

k_{11}	Constante del modelo térmico
K_{21}	Constante del modelo térmico
K_{22}	Constante del modelo térmico
τ_o	Constante de tiempo del aceite medio
τ_w	Constante de tiempo de los arrollamientos

3.3.1. MÉTODO DE LAS ECUACIONES EXPONENCIALES.

Para este método la temperatura del punto más caliente es la suma de la temperatura ambiente, el calentamiento del aceite de la capa superior y la diferencia entre la temperatura del punto caliente y del aceite de la capa superior del aceite.

De este modo, para incrementos en el grado de carga se tiene que la temperatura del punto caliente en función del tiempo es:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} * \left[\frac{1 + R * K^2}{1 + R} \right]^x - \Delta\theta_{oi} \right\} * f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \{Hg_r K^y - \Delta\theta_{hi}\} * f_2(t) \quad (3.9)$$

De igual modo, para escalones de carga decrecientes se tiene que:

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} * \left[\frac{1 + R * K^2}{1 + R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} * \left[\frac{1 + R * K^2}{1 + R} \right]^x \right\} * f_3(t) + Hg_r K^y \quad (3.10)$$

Para estas ecuaciones las funciones f_1 , f_2 y f_3 son:

$$f_1(t) = \left(1 - e^{(-t)/(k_{11} * \tau_o)} \right) \quad (3.11)$$

$$f_2(t) = k_{21} * \left(1 - e^{(-t)/(k_{22} * \tau_w)} \right) - (k_{21} - 1) * \left(1 - e^{(-t)/(\tau_o * k_{22})} \right) \quad (3.12)$$

$$f_3(t) = e^{(-t)/(k_{11} * \tau_o)} \quad (3.13)$$

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

El desarrollo matemático para este método es sencillo y breve como se puede ver, pero dado que su utilización está restringida para unas ciertas condiciones de grado de carga, no será este el método que se implemente en este trabajo.

3.3.2. MÉTODO DE LAS ECUACIONES DIFERENCIALES.

Este método sirve de base para el programa a realizar en este Trabajo Fin de Grado y permite obtener la temperatura de punto caliente como función del tiempo para posteriormente calcular el consumo de vida del aislamiento del transformador.

En la norma las ecuaciones diferenciales aparecen en forma de diagrama de bloques:

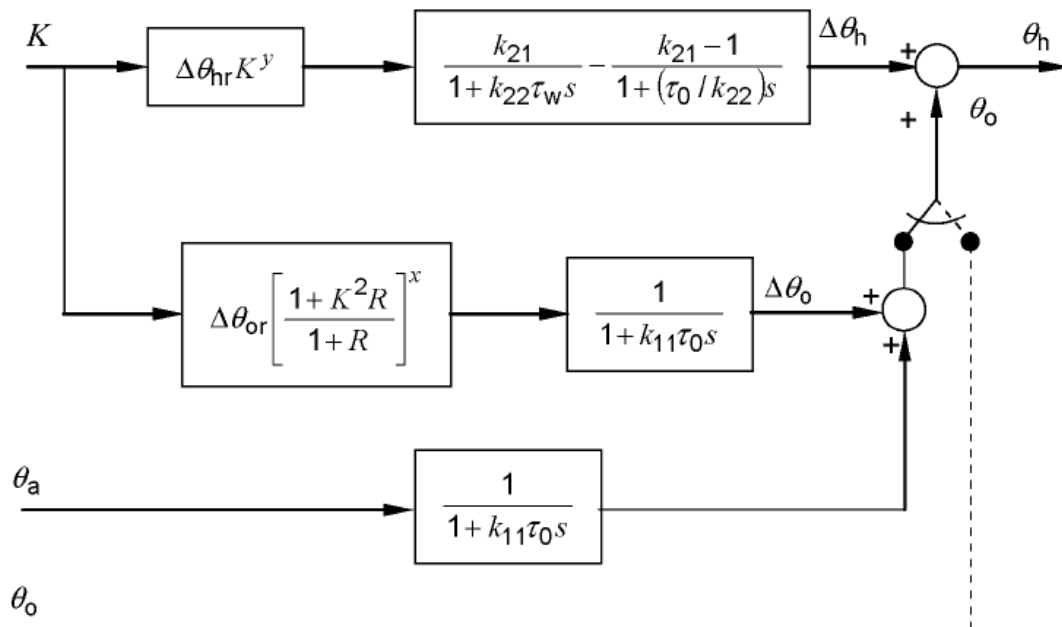


Figura 3-4 Diagrama de bloques de las ecuaciones diferenciales [4].

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Se puede observar en la figura 3-4 que las entradas son el factor de carga K y la temperatura ambiente θ_a . También de forma alternativa se puede introducir directamente el valor de la temperatura de la capa superior del aceite si se utiliza una señal eléctrica con un equipo informático, en lugar de calcularla mediante el grado de carga y temperatura ambiente. Y la variable "s" de Laplace representa el operador derivativo d/dt [4].

El calentamiento de la capa superior del aceite del transformador depende de las pérdidas de potencia activa en el mismo elevadas a un cierto exponente. Las pérdidas de potencia activa varían al variar el índice de carga. Esto es tenido en cuenta en el primer bloque de la rama central de la figura 3-4. El exponente x refleja el hecho de que no existe una relación lineal entre las pérdidas de potencia activa y el calentamiento de la capa superior del aceite. El calentamiento $\Delta\theta_{or}$ representa el calentamiento del aceite a plena carga [4].

De la misma forma, el calentamiento del punto más caliente del arrollamiento respecto del aceite depende de las pérdidas en el cobre del transformador (o lo que es lo mismo, de la intensidad de carga) mediante una ley no lineal. El exponente y permite obtener el calentamiento del punto más caliente del transformador a carga parcial conocido el calentamiento del transformador a plena carga.

En la figura 3-4, el primer bloque de la rama superior proporciona la variación de las pérdidas en el cobre del arrollamiento al variar el grado de carga. El segundo bloque representa la dinámica de calentamiento del punto caliente. El primer término del bloque representa el calentamiento fundamental del punto caliente. El segundo término hace referencia a la tasa de variación del caudal de aceite en el punto caliente.

Las constantes k_{11} , k_{21} , k_{22} y las constantes de tiempo del arrollamiento τ_w y del aceite τ_o son específicas de cada transformador y pueden ser determinadas mediante el ensayo de calentamiento indicado en la norma IEC 60076-2 [6]. En el caso de que no se dispusiera de dichos exponentes y constantes se pueden tomar los valores orientativos de la siguiente tabla proporcionada por la norma:

Tabla 3-2 Exponentes y constantes modelo Norma IEC 60076-7 [4].

	Transformadores de distribución	Transformadores de media y de gran potencia						
	ONAN	ONAN restringida (véase la Nota)	ONAN	ONAF restringida (véase la Nota)	ONAF	OF restringida (véase la Nota)	OF	OD
Exponente del aceite x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
Exponente del arrollamiento y	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
Constante k_{11}	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
Constante k_{21}	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
Constante k_{22}	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
Constante de tiempo τ_0	180	210	210	150	150	90	90	90
Constante de tiempo τ_w	4	10	10	7	7	7	7	7
NOTA Si un arrollamiento de un transformador con refrigeración ON o con refrigeración OF se refrigera en zigzag, un espesor de espaciador radial menor que 3 mm podría causar una circulación restringida del aceite, es decir, un valor máximo más alto de la función $f_2(t)$ que el obtenido por calas ≥ 3 mm.								

En cuanto a las ecuaciones diferenciales, es más sencillo resolverlas si se convierten en ecuaciones en diferencias. Se presentan a continuación las ecuaciones diferenciales y posteriormente su conversión a ecuaciones en diferencias [4]:

La ecuación diferencial para el calentamiento del aceite de la capa superior que corresponde al diagrama de bloques de la figura 3-4 es:

$$\frac{d\theta_o}{dt} = \frac{\left[\left[\frac{1+K^2R}{1+R} \right]^x * \Delta\theta_{or} - (\theta_o - \theta_a) \right]}{(k_{11}\tau_o)} \quad (3.14)$$

El calentamiento del punto caliente se resuelve como la suma de dos ecuaciones diferenciales:

$$\Delta\theta_h = \Delta\theta_{h1} - \Delta\theta_{h2} \quad (3.15)$$

Las ecuaciones diferenciales para cada uno de los términos de la resta anterior son:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

$$\frac{d\Delta\theta_{h1}}{dt} = \frac{k_{21}K^y\Delta\theta_{hr} - \Delta\theta_{h1}}{k_{22}\tau_w} \quad (3.16)$$

$$\frac{d\Delta\theta_{h2}}{dt} = \frac{(k_{21} - 1)K^y\Delta\theta_{hr} - \Delta\theta_{h2}}{\tau_o/k_{22}} \quad (3.17)$$

Por último, la temperatura del punto caliente se obtendría como la suma de la temperatura del aceite de la capa superior y el calentamiento del punto caliente con respecto al aceite de la capa superior:

$$\theta_h = \theta_o + \Delta\theta_h \quad (3.18)$$

Estas ecuaciones diferenciales se pueden escribir como ecuaciones de diferencia de la forma que sigue:

La igualdad 3.14 se puede expresar como:

$$D\theta_{o(n)} = \frac{Dt}{k_{11}\tau_o} \left[\left[\frac{1 + K_{(n)}^2 R}{1 + R} \right]^x \Delta\theta_{or} - (\theta_{o(n-1)} - \theta_{a(n)}) \right] \quad (3.19)$$

Donde el operador D representa el incremento asociado a cada aumento Dt. De esta forma el valor de θ_o en el instante n es:

$$\theta_{o(n)} = \theta_{o(n-1)} + D\theta_{o(n)} \quad (3.20)$$

Las expresiones 3.16 y 3.17 se convierten en:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

$$D\Delta\theta_{h1(n)} = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} \left[k_{21}K_{(n)}^y \Delta\theta_{hr} - \Delta\theta_{h1(n-1)} \right] \quad (3.21)$$

$$D\Delta\theta_{h2(n)} = \frac{Dt}{\tau_o/k_{22}} \left[(k_{21} - 1)K_{(n)}^y \Delta\theta_{hr} - \Delta\theta_{h2(n-1)} \right] \quad (3.22)$$

Con lo que el calentamiento del punto caliente se determina por:

$$\Delta\theta_{h1(n)} = \Delta\theta_{h1(n-1)} + D\Delta\theta_{h1(n)} \quad (3.23)$$

$$\Delta\theta_{h2(n)} = \Delta\theta_{h2(n-1)} + D\Delta\theta_{h2(n)} \quad (3.24)$$

$$\Delta\theta_{h(n)} = \Delta\theta_{h1(n)} - \Delta\theta_{h2(n)} \quad (3.25)$$

Y finalmente la temperatura del punto caliente en el instante n se determina por:

$$\theta_{h(n)} = \theta_{o(n)} + \Delta\theta_{h(n)} \quad (3.26)$$

Para que los resultados sean precisos el paso de integración Dt ha de ser tan pequeño como sea posible, más exactamente no debe ser mayor a la mitad de la constante de tiempo más pequeña τ_w [4].

Para comenzar a resolver estas ecuaciones se deben definir unas condiciones iniciales. Para estas condiciones iniciales se supone que en el instante anterior las temperaturas se encuentran en estado estacionario, esto es, la derivada con respecto al tiempo es cero, $d/dt=0$.

De esta forma las condiciones iniciales se calculan de la siguiente forma:

La temperatura de la capa superior del aceite se obtiene mediante la expresión:

$$\theta_{o(0)} = \left[\frac{1 + K_{(0)}^2 R}{1 + R} \right]^x \Delta\theta_{or} + \theta_{a(0)} \quad (3.27)$$

Y el calentamiento del punto caliente se obtiene como:

$$\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} K_{(0)}^y \Delta\theta_{hr} \quad (3.28)$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21} - 1) K_{(0)}^y \Delta\theta_{hr} \quad (3.29)$$

$$\Delta\theta_{h(0)} = \Delta\theta_{h1(0)} - \Delta\theta_{h2(0)} \quad (3.30)$$

3.4. TASA RELATIVA DE ENVEJECIMIENTO Y CÁLCULO DE PÉRDIDA DE VIDA DEL AISLAMIENTO CELULÓSICO DEL TRANSFORMADOR.

Una vez que conocida la temperatura del punto caliente se necesita un procedimiento que permita evaluar el envejecimiento producido por esta temperatura en el papel aislante. Dado que el envejecimiento del papel aislante depende de la temperatura, el punto más caliente del arrollamiento será el punto en el que se produce una degradación mayor del papel, y dado que la vida del transformador es la vida del elemento esencial que se degrade más rápidamente, la tasa relativa de envejecimiento del transformador es la del punto más caliente.

La pérdida de vida de un aislamiento es consecuencia de las reacciones químicas de despolimerización del papel, por eso el Std. IEEE C57.91-2011 modela la pérdida de vida del transformador a través de la ley de Arrhenius que da la velocidad de una reacción química en función de la temperatura. La velocidad de pérdida de vida viene dado por:

$$V = A \cdot e^{-\frac{E_a}{\theta+273}} \quad (3.31)$$

La pérdida de vida relativa se refiere a la pérdida de vida expresada en p.u. respecto a la vida base. En este sentido el límite de temperatura del punto más caliente del arrollamiento especificado por el Std. IEEE C57.12.00-2000 es 110 °C, con lo que la velocidad relativa de pérdida de vida es

$$V = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h+273}\right)} \quad (3.32)$$

Hay una cierta discrepancia entre los investigadores que han trabajado sobre el tema acerca de la constante de la ecuación (3.32). El Std IEEE C57.91.2011 toma el valor 15000 como un valor intermedio entre los obtenidos por los diferentes autores.

A diferencia de la norma IEEE, la norma IEC 60076-7 [4] calcula la tasa relativa de envejecimiento utilizando la ley de Montsinger. Montsinger realizó experimentos de envejecimiento de papeles aislantes en estufa y descubrió que en un cierto rango de temperaturas la vida de un aislamiento se reduce a la mitad por cada 6 °C de incremento de temperatura. De esta manera la velocidad de pérdida de vida es

$$V = 2^{\frac{(\theta_h-98)}{6}} \quad (3.33)$$

Es de notar que la pérdida de vida en por unidad es igual a 1 para una temperatura de punto caliente igual a 98 °C en papel aislante no mejorado térmicamente; y para una temperatura de 110 °C en papel aislante mejorado térmicamente.

Estas ecuaciones permiten ver que la tasa relativa de envejecimiento varía considerablemente al variar la temperatura del punto caliente θ_h . Esta variación se puede ver en la tabla 3-3:

Tabla 3-3 Temperatura de punto caliente en la tasa relativa de envejecimiento [4].

θ_h °C	Papel de aislamiento no mejorado V	Papel de aislamiento mejorado V
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	1,0	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	1,0
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

La tasa relativa de envejecimiento permite obtener la pérdida de vida en un cierto periodo de tiempo mediante la expresión siguiente [4]:

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \quad o \quad L \simeq \sum_{n=1}^N V_n t_n \quad (3.34)$$

En la expresión 3.33 V_n es la tasa relativa de envejecimiento en un intervalo de tiempo n , obtenida mediante las expresiones 3.31 o 3.32.

t_n es el intervalo de tiempo n durante el cual se calcula la tasa relativa de envejecimiento.

n es el número de intervalo.

N es el número total de intervalos empleados para la obtención de la pérdida de vida.

La pérdida de vida se puede dar en minutos, horas, etc, aunque habitualmente el valor se refiere a años.

Para tener una idea orientativa de la vida media del aislamiento de un transformador, [4] proporciona la tabla 3-4:

Tabla 3-4 Vida media del aislamiento de un transformador [4].

Base	Vida normal del aislamiento	
	Horas	Años
Resistencia a la tracción del aislamiento mantenida al 50%	65 000	7,42
Resistencia a la tracción del aislamiento mantenida al 25%	135 000	15,41
Grado de polimerización del aislamiento mantenido a un valor de 200	150 000	17,12
Interpretación de los datos de ensayo sobre la vida funcional de los transformadores de distribución	180 000	20,55

3.5. EVALUACIÓN DE POSIBILIDAD DE FORMACIÓN DE BURBUJAS.

Conocida la temperatura de punto caliente del arrollamiento es posible conocer la posibilidad de formación de burbujas de vapor de agua.

Cuando se estudie una sobrecarga de corta duración es posible que se formen burbujas. Esto ocurrirá cuando la temperatura de punto caliente del arrollamiento supere los 140 °C o cuando el incremento de temperatura sea superior a 3 °C por minuto. En realidad esta temperatura (140 °C) y este gradiente de temperatura no son siempre los mismos, pues depende del grado de humedad que posee el aceite, pero dado que en este trabajo no se tiene en cuenta dicho factor, estos valores son muy válidos [13],[14].

CAPÍTULO 4: PROGRAMA DE DETERMINACIÓN DE TEMPERATURAS, EVALUACIÓN DE PÉRDIDA DE VIDA Y FORMACIÓN DE BURBUJAS.

Como se dijo en el capítulo 1, el objetivo de este trabajo es desarrollar una herramienta en Matlab que sirva de apoyo al usuario para la toma de decisiones acerca de si una determinada sobrecarga es aceptable para ser soportada por un transformador. Para ofrecer este apoyo el programa cuenta, entre otros, con un módulo de cálculo de las temperaturas de punto caliente y de la capa superior del aceite, otro módulo de estimación de pérdida de vida y un módulo que estima la posibilidad de formación de burbujas cuando se ha sometido al transformador a una sobrecarga de corta duración.

La entrada de datos al programa se llevará a cabo mediante una hoja Excel al igual que la salida de resultados.

En este capítulo se detalla el funcionamiento del programa desarrollado en Matlab, indicando el orden de ejecución de los mismos, así como las combinaciones existentes para el cálculo de temperaturas dependiendo de las opciones elegidas en la hoja Excel.

4.1. ENTRADA DE DATOS MEDIANTE ARCHIVO EXCEL.

Para que la entrada de datos esté organizada y estandarizada se hace mediante un libro Excel. Este libro está compuesto por cuatro hojas separadas. La primera de ella, llamada "Instrucciones", es una hoja informativa dedicada a la explicación del proceso de entrada de datos y a proporcionar valores orientativos para los parámetros requeridos en dicha entrada. La segunda, llamada "Datos programa", está dedicada a la introducción de datos del transformador; en esta hoja se introduce el tipo de sobrecarga a estudiar, si se desea conocer la pérdida de vida sufrida por el transformador, los datos constructivos de la máquina y los perfiles de carga experimentados así como la temperatura ambiente durante el ciclo de carga. La tercera hoja, llamada "Carga anual" es utilizada para introducir un perfil de carga real del transformador durante el periodo de un año.

Además de lo anterior, la última hoja del libro Excel está dedicada a la salida de datos y a la visualización de las curvas de temperatura.

A continuación se detalla el manejo de las diferentes hojas.

4.1.1. HOJA "INSTRUCCIONES".

Esta hoja es el primer contacto del usuario con el proceso de determinación de temperaturas y estimación de pérdida de vida. En primer lugar proporciona instrucciones de uso en forma de una tabla de que indica los pasos a seguir por el usuario para la introducción de datos:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Tabla 4-1 Instrucciones de uso.

INSTRUCCIONES DE USO					
0. Escoja el tipo de sobrecarga a analizar (corta duración o larga duración).					
1. Escoja el modelo a utilizar para el análisis.					
2. Rellene los datos técnicos del transformador.					
3. En caso de desconocer algún dato, haga uso de la tabla situada a la derecha o abajo.					
4. Seleccione los datos de simulación para carga y temperatura.					
5. En función de su elección algunas celdas se habilitarán para su edición.					
6. En caso de que desee realizar una simulación con valores por defecto en todas las casillas, pulse el botón de reestablecer datos por defecto.					
7. Si desconoce algún valor no indicado en la tabla adjunta, sirvan de ayuda las sugerencias que aparecen en cada casilla.					
9. Seleccione si desea conocer la estimación de pérdida de vida sufrida por el transformador.					
10. Borre los valores que ya existen en la hoja "Resultados"					
Datos de carga anual					
En caso de seleccionar el modo de simulación tomando datos de carga vaya a la hoja correspondiente y siga las instrucciones.					

El paso 1 es utilizado para el estudio de las temperaturas y pérdida de vida mediante otros modelos que no son objeto de este Trabajo de Fin de Grado. El resto de los pasos se comprenderán mejor cuando se describa la hoja de entrada de datos.

En el caso de no disponer de alguno de los valores de entrada necesarios (obtenidos mediante el ensayo de calentamiento [6]) se proporcionan las siguientes tablas con valores orientativos en función del tipo de refrigeración del transformador, o de si se trata de un transformador de distribución o de potencia (tabla 4-2):

Tabla 4-2 Valores orientativos 1.

	Transformadores de distribución	Transformadores de potencia			
Ratio de pérdidas en carga/vacío	5	6	6	6	6
Factor H del punto caliente	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3
Constante de tiempo aceite	4	10	7	7	7
Constante de tiempo bobinado	180	210	150	90	90
Temp. Ambiente	20	20	20	20	20
Temp. punto caliente	98	98	98	98	98
Calentamiento punto caliente respecto capa superior del aceite	23	26	26	22	29
Calentamiento medio aceite	44	43	43	46	46
Calentamiento capa superior aceite	55	52	52	56	49
Calentamiento capa inferior aceite	33	34	34	36	43

De la tabla 4-2 se pueden obtener valores útiles para el modelo de Dejan Susa [12].

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Tabla 4-3 Valores orientativos 2.

	Transformadores de distribución	Transformadores de media y gran potencia						
	ONAN	ONAN restringida	ONAN	ONAF restringida	ONAF	OF restringida	OF	OD
exponente del aceite x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1	1	1
exponente del arrollamiento y	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2
constante k_{11}	1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1
constante k_{21}	1	3	2	3	2	1,45	1,3	1
constante k_{22}	2	2	2	2	2	1	1	1
constante de tiempo t_o	180	210	210	150	150	90	90	90
constante de tiempo t_w	4	10	10	7	7	7	7	7

La tabla 4-3 sirve de referencia para el modelo objeto de este Trabajo de Fin de Grado y en ella se proporcionan valores difíciles de conseguir de otro modo, como las constantes k del Modelo de las Ecuaciones Diferenciales.

Por último se dispone de las tablas 4-4, 4-5 y 4-6, que sirven de apoyo para introducir algunos datos referentes a los modelos del Standard C57-91-1995 [19] y de Dejan Susa [12]:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Tabla 4-4 Aclaraciones 1.

DATOS DE PARTIDA IEEE	DATOS DE PARTIDA SUS4	VALORES TÍPICOS
Altura del punto caliente		1
Datos de potencia		
Potencia nominal (KVA)	Potencia nominal	Potencia nominal
Potencia base de pérdidas (KVA)		Potencia nominal
Pérdidas en el hierro (vatios)		Pérdidas ensayo en vacío
Pérdidas I ² R (vatios)	Pérdidas I ² R (vatios)	Cálculo a través de la corriente nominal. En caso de no disponer del dato son iguales a Pérdidas ensayo cortocircuito
Pérdidas adicionales por flujos dispersos (vatios)	Pérdidas adicionales por flujos dispersos (vatios)	Dato o Pérdidas cortocircuito menos I ² R. Se pueden tomar como cero si no se dispone del dato
Pérdidas adicionales por corrientes de Foucault en el bobinado (vatios)	Pérdidas adicionales por corrientes de Foucault en el bobinado (vatios)	Se pueden tomar como cero si no se dispone del dato
Pérdidas de Foucault en punto caliente (vatios)		Se pueden tomar como cero siempre

Tabla 4-5 Aclaraciones 2.

Datos térmicos		
	Constante H	1,1
	Constante g	Temp. media bobinado-Temp media aceite. H-g = tmp. pto. Cliente
	Constante n	0,25
Constante de tiempo del arrollamiento en minutos	Constante de tiempo del arrollamiento en minutos	4
Calentamiento medio de los arrollamientos a potencia base de pérdidas		Calentamiento medio de los arrollamientos ensayo calentamiento
Calentamiento del punto caliente a potencia nominal	Calentamiento del punto caliente a potencia nominal	Dato de calentamiento punto caliente ensayo calentamiento. Típicamente 78°C (H-g=23)
Calentamiento capa superior aceite a potencia nominal	Calentamiento capa superior aceite a potencia nominal	Calentamiento capa superior aceite ensayo calentamiento Típicamente 55°C
Calentamiento capa inferior aceite a potencia nominal		Interpolación capa superior y calentamiento medio. Típicamente 33°C
Calentamiento medio arrollamientos a potencia nominal		Calentamiento medio de los arrollamientos ensayo calentamiento
Temperatura base para las pérdidas		75°C

Tabla 4-6 Aclaraciones 3.

Temperaturas iniciales		
Temperatura capa superior aceite	Temperatura capa superior aceite	65
Temperatura capa inferior aceite		35
Temperatura punto caliente	Temperatura punto caliente	98
Temperatura media arrollamientos		55
Temp. Aceite en el interior bobinado		55

4.1.2. HOJA "DATOS PROGRAMA".

Esta es la hoja de introducción de datos para el cálculo de las temperaturas significativas del transformador, pudiendo utilizar los tres diferentes modelos (Norma IEC, Std. IEEE C57-91-1995 y Modelo Dejan Susa).

Como el modelo que trata éste Trabajo de Fin de Grado es el Modelo de las Ecuaciones Diferenciales de la Norma IEC 60076-7, únicamente se hablará de los campos correspondientes a dicho método de cálculo de temperaturas y evaluación de pérdida de vida.

En primer lugar, la hoja cuenta con tres desplegables principales, que sirven para establecer los parámetros principales para la inicialización del programa.

En la figura 4-1 se muestra el desplegable "MODELO A UTILIZAR", donde el usuario debe seleccionar "Modelo Norma IEC" en el caso que quisiera que éste sea el método de cálculo de temperaturas significativas del transformador. También están disponibles los otros dos modelos mencionados anteriormente.



Figura 4-1 Desplegable de selección de modelo.

El usuario debe escoger en el desplegable "TIPO DE SOBRECARGA A ANALIZAR" (figura 4-2) entre "Carga de emergencia de corta duración" en el caso que se quieran estudiar las sobrecargas que cumplan las condiciones descritas en el apartado 2.4.2.; o "Carga de

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

emergencia de larga duración" en el caso que la sobrecarga a estudiar sea la descrita en el apartado 2.4.3. La necesidad de diferenciar entre ambos tipos de sobrecarga proviene de que, como se verá, la ejecución del programa es un poco diferente según el tipo de sobrecarga a analizar, como se verá cuando se describa cada uno de los módulos del programa.



Figura 4-2 Desplegable de selección de tipo de sobrecarga.

El último de los tres desplegaables principales es "PÉRDIDA DE VIDA" (figura 4-3), donde el usuario ha de escoger entre "Si" o "No". En el caso de escoger "Si" al resolver el modelo, el programa mostrará por pantalla el consumo de vida estimado sufrido por el transformador. En el caso de seleccionar "No", el programa únicamente estimará las temperaturas significativas del transformador.



Figura 4-3 Desplegable de selección de cálculo de pérdida de vida.

Posteriormente la hoja cuenta con dos campos principales de introducción de datos: "DATOS TÉCNICOS DEL TRANSFORMADOR" Y "CONFIGURACIÓN DE LA SIMULACIÓN".

En el primero de ellos (figura 4-4) el usuario debe introducir los valores requeridos en el modelo que se vaya a ejecutar. En el caso de desconocer algún valor la hoja "Instrucciones" cuenta con tablas con valores orientativos para diferentes transformadores.

DATOS TÉCNICOS DEL TRANSFORMADOR	
Modelo Norma IEC	
Datos del ensayo de calentamiento	
Calentamiento capa superior de aceite a carga nominal	45
Calentamiento del punto caliente respecto del aceite a carga nominal	35
Constante de tiempo del aceite	150
Constante de tiempo del arrollamiento	7
Constante del modelo térmico k_{11}	0,5
Constante del modelo térmico k_{21}	2

Figura 4-4 Introducción de datos Modelo Norma IEC.

Para la ejecución del modelo objeto de este Trabajo de Fin de Grado se dispone del siguiente campo de introducción de datos (figura 4-5):

Modelo Norma IEC	
Datos del ensayo de calentamiento	
Calentamiento capa superior de aceite a carga nominal	45
Calentamiento del punto caliente respecto del aceite a carga nominal	35
Constante de tiempo del aceite	150
Constante de tiempo del arrollamiento	7
Constante del modelo térmico k_{11}	0,5
Constante del modelo térmico k_{21}	2
Constante del modelo térmico k_{22}	2
Datos de Potencia	
Relación entre pérdidas en carga a corriente asignada y pérdidas en vacío	8
Exponente del aceite x	0,8
Exponente de los arrollamientos y	1,3

Figura 4-5 Introducción de datos para Modelo Norma IEC.

Donde en la celda "Calentamiento capa superior de aceite a carga nominal" se ha de introducir el gradiente de temperatura que existe entre el ambiente y el aceite de la capa superior del aceite en condiciones nominales del transformador, valor conseguido mediante el ensayo de calentamiento [6]. En la celda "Calentamiento del punto caliente respecto del aceite a carga nominal" el usuario debe introducir el valor del gradiente de temperatura entre el punto

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

caliente y el aceite de la capa superior; este valor también se obtiene del ensayo de calentamiento.

En las celdas siguientes de la tabla se han de introducir los datos indicados en el apartado 3.3.2. Estas constantes se pueden determinar mediante el ensayo de calentamiento, o en el caso de desconocer dichos valores se pueden tomar los valores orientativos indicados en la hoja "Instrucciones".

La "Relación entre pérdidas en carga a corriente asignada y pérdidas en vacío" se obtiene a partir de los ensayos de vacío y de cortocircuito descritos en la norma UNE 60076-1 [26]. Los "Exponente del aceite" y "Exponentes de los arrollamientos" dependen del tipo de circulación de aceite dentro de la cuba y del tamaño del transformador.

En el campo "CONFIGURACIÓN DE LA SIMULACIÓN" (figura 4-6) el usuario puede determinar el perfil de carga y temperatura ambiente a los que es sometido el transformador durante la simulación.

emergencia de corta duración	MODELO A UTILIZAR	Modelo Norma IEC	PÉRDIDA DE VIDA	SI
CONFIGURACIÓN DE LA SIMULACIÓN				
TEMPERATURA AMBIENTE		GRADO DE CARGA		
Modo de obtención de datos de temperatura ambiente		Modo de obtención de datos de carga		
Datos anuales		Escalón		
Temperatura amb. constante (°C)		Curva típica semanal		
10				

Figura 4-6 Configuración de la simulación.

1.1. Temperatura ambiente:

Para la configuración del perfil de temperatura ambiente, el usuario debe elegir en el desplegable "Modo de obtención de datos de temperatura ambiente" (figura 4-7) entre dos opciones, "Datos anuales" y "Constante":

Modo de obtención de datos de temperatura ambiente	Constante
--	-----------

Figura 4-7 Modo de obtención de datos de temperatura ambiente.

- Caso de escoger "Constante": la temperatura se supondrá fija durante todo el periodo de tiempo que dure la simulación, e igual a valor introducido en la celda siguiente (figura 4-8):

Temperatura amb. constante (°C)	10
---------------------------------	----

Figura 4-8 Temperatura ambiente constante.

Si se escoge esta opción el campo de introducción de "Datos anuales de temperatura ambiente" aparecerá sombreado, indicando así que esta opción está bloqueada.

- Caso de escoger "Datos anuales", se desbloqueará el campo antes indicado, permitiendo así introducir los valores correspondientes a temperaturas "máxima diaria", "mínima diaria", "Tª media máxima mensual", "mínima mensual" y "Hora para el máximo valor de temperatura en un día" como aparece en la tabla 4-7:

Tabla 4-7 Datos anuales de temperatura ambiente.

Datos anuales de temperatura ambiente				
Mes	máxima diaria	mínima diaria	Tª media máxima mensual	mínima mensual
Enero	6	0,9	13,3	-5,8
Febrero	7,4	1,3	15,1	-5,2
Marzo	12,2	3,6	20,5	-1,4
Abril	15,8	6,3	24,3	1,4
Mayo	19,7	9,5	27,4	4,5
Junio	22,9	12,7	31,1	8,2
Julio	24,6	14,5	33,2	10,6
Agosto	24	14,3	31,1	9,6
Septiembre	21,1	11,9	28,6	7,1
Octubre	15,6	7,9	23,9	1,4
Noviembre	10	4,5	16,5	-1,7
Diciembre	6,6	2	13,3	-3,8
Hora para el máximo valor de temperatura en un día				14,00

Este método de creación del perfil de temperatura ambiente permite simular una curva de temperatura siguiendo una distribución de doble senoide [6]: una senoide de baja frecuencia tiene en cuenta la variación de temperatura a lo largo de los meses de un año y una segunda senoide de mayor frecuencia tiene en cuenta la variación de temperatura a lo largo del día. De este modo los días tendrían un valor de cresta y un valor de valle, que simula el día y la noche; y el año tendría un valor de cresta y otro de valle, con lo que habría unos valores de temperatura en verano y en invierno.

El seleccionar este modo de introducción de la temperatura ambiente no requiere necesariamente que se estudie un año completo, si no que se puede seleccionar la duración de la simulación. No obstante, lo que sí que hay que indicar es el día y la hora de comienzo del estudio, y el día y la hora de final del estudio, en la tabla "Datos anuales de carga" como se muestra en la tabla 4-8:

Tabla 4-8 Datos anuales de carga.

Datos anuales de carga			
<i>"los datos se han de introducir en la hoja correspondiente"</i>			
Día inicio	1	Hora inicio	1
Día final	7	Hora final	24

2.1. Grado de carga:

Para la configuración del perfil de carga el usuario debe escoger en el campo "Modo de obtención de datos de carga" (figura 4-9) entre las opciones "Semanal", "Datos anuales" y "Escalón".

Modo de obtención de datos de carga	Semanal
-------------------------------------	---------

Figura 4-9 Modo de obtención de datos de carga.

- Caso de escoger "Semanal":

En este modo de configuración se crea un perfil de carga que consta de siete periodos, uno para cada día de la semana. Existirán dos periodos de baja carga (correspondientes a los días de fin de semana) y cinco días de alta carga (días laborables). A su vez, cada día o periodo consta de una cresta y valle de mañana y una cresta y valle de tarde, simulando el ciclo real de carga que experimenta un transformador a lo largo del día.

Para crear este perfil de carga, el usuario debe rellenar la tabla 4-9:

Tabla 4-9 Curva típica semanal.

Curva típica semanal	
Fin de semana	
Valle nocturno	0,4
Pico mañana	0,9
Valle tarde	0,8
Pico tarde-noche	1
Laborable	
Valle nocturno	0,6
Pico mañana	1,3
Valle tarde	0,9
Pico tarde-noche	1,4

En la tabla 4-9 se deberán introducir el grado de carga correspondiente al valle nocturno y de tarde; y correspondiente al pico de mañana y tarde-noche para días de fin de semana y días laborables.

- Caso de escoger "Datos anuales":

Para este perfil de carga, se utiliza una base de datos anuales de grados de carga. Esta base de datos es proporcionada por la compañía propietaria del transformador, y aparece en la hoja Excel "Carga anual", como se muestra en la tabla 4-10:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Tabla 4-10 Datos anuales de carga.

8																
9	dd/mm/aaaa	L,M,X...	Festivo-lab	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10			
10	01/01/2009	J	L	16,91	14,95	13,32	12,56	11,96	12,22	13,80	16,82	19,89	21,4			
11	02/01/2009	V	L	18,30	16,34	14,70	13,95	13,35	13,61	15,19	18,21	21,28	22,7			
12	03/01/2009	S	L	17,95	16,00	14,36	13,60	13,00	13,26	14,84	17,86	20,94	22,4			
13	04/01/2009	D	F	18,00	16,05	14,41	13,65	13,05	13,31	14,89	17,91	20,99	22,5			
14	05/01/2009	L	L	37,95	34,04	30,77	29,25	28,06	28,58	31,74	37,77	43,92	46,9			
15	06/01/2009	M	L	37,68	33,77	30,50	28,98	27,79	28,31	31,47	37,51	43,65	46,6			
16	07/01/2009	X	L	44,05	40,14	36,87	35,35	34,15	34,68	37,84	43,87	50,02	53,0			
17	08/01/2009	J	L	46,03	42,12	38,85	37,33	36,13	36,66	39,82	45,85	52,00	55,0			
18	09/01/2009	V	L	47,95	44,04	40,76	39,24	38,05	38,57	41,73	47,77	53,92	56,9			
19	10/01/2009	S	L	42,72	38,82	35,54	34,02	32,83	33,35	36,51	42,55	48,69	51,7			
20	11/01/2009	D	F	41,32	37,41	34,13	32,61	31,42	31,94	35,10	41,14	47,29	50,3			
21	12/01/2009	L	L	23,35	21,39	19,75	19,00	18,40	18,66	20,24	23,26	26,33	27,8			
22	13/01/2009	M	L	23,95	22,00	20,36	19,60	19,00	19,27	20,85	23,86	26,94	28,4			
23	14/01/2009	X	L	23,77	21,82	20,18	19,42	18,82	19,08	20,66	23,68	26,76	28,2			
24	15/01/2009	J	L	23,49	21,53	19,89	19,13	18,54	18,80	20,38	23,40	26,47	27,9			
25	16/01/2009	V	L	23,12	21,16	19,53	18,77	18,17	18,43	20,01	23,03	26,10	27,6			
26	17/01/2009	S	L	20,54	18,58	16,94	16,19	15,59	15,85	17,43	20,45	23,52	25,0			
27	18/01/2009	D	F	19,39	17,44	15,80	15,04	14,44	14,71	16,29	19,30	22,38	23,8			
28	19/01/2009	L	L	21,87	19,92	18,28	17,52	16,92	17,18	18,76	21,78	24,86	26,3			
29	20/01/2009	M	L	22,41	20,46	18,82	18,06	17,46	17,72	19,30	22,32	25,40	26,9			
30	21/01/2009	X	L	22,49	20,54	18,90	18,14	17,54	17,80	19,38	22,40	25,48	26,9			
31	22/01/2009	J	L	22,91	20,95	19,31	18,55	17,96	18,22	19,80	22,82	25,89	27,4			
32	23/01/2009	V	L	21,11	19,15	17,51	16,75	16,16	16,42	18,00	21,02	24,09	25,6			
33	24/01/2009	S	L	18,68	16,73	15,09	14,33	13,73	13,99	15,57	18,59	21,67	23,1			
34	25/01/2009	D	F	19,09	17,13	15,50	14,74	14,14	14,40	15,98	19,00	22,07	23,5			
35	26/01/2009	L	L	22,61	20,66	19,02	18,26	17,66	17,92	19,50	22,52	25,60	27,1			
36	27/01/2009	M	L	22,24	20,29	18,65	17,89	17,29	17,55	19,13	22,15	25,23	26,7			
37	28/01/2009	X	L	21,64	19,69	18,05	17,29	16,69	16,95	18,53	21,55	24,63	26,1			

Con esta configuración el usuario puede escoger entre realizar el estudio con un perfil de carga correspondiente a un año completo o correspondiente al periodo de tiempo que él escoja. Para escoger el periodo de tiempo se ha de indicar en la tabla 4-8 la hora y el día de inicio, y la hora y el día final del estudio; pudiendo abarcar así desde unas pocas horas hasta meses.

- Caso de escoger "Escalón":

Este es el caso más sencillo de estudio, pues permite al usuario no conocer en detalle el perfil de temperaturas ambiente y grados de carga.

El usuario únicamente ha de introducir en la tabla 4-11 el grado de carga al que ha sido sometido el transformador durante el periodo de tiempo correspondiente y la temperatura ambiente en dicho intervalo.

Tabla 4-11 Temperatura y grado de carga por escalones.

Temperatura y grado de carga por escalones		
Duración del escalón en minutos	Temperatura (°C)	Grado de carga (p.u)
60	30	0,73
300	29,5	0,64
60	28,2	0,56
180	29,8	0,62
180	35,9	0,88
60	39,6	1,03
60	40	1,07
60	40	1,1
120	39,6	1,1

En la tabla 4-11 el usuario puede introducir un máximo de 10 valores de grado de carga y temperatura ambiente.

Con esta configuración el programa crea una distribución de grado de carga según la figura 4-10:

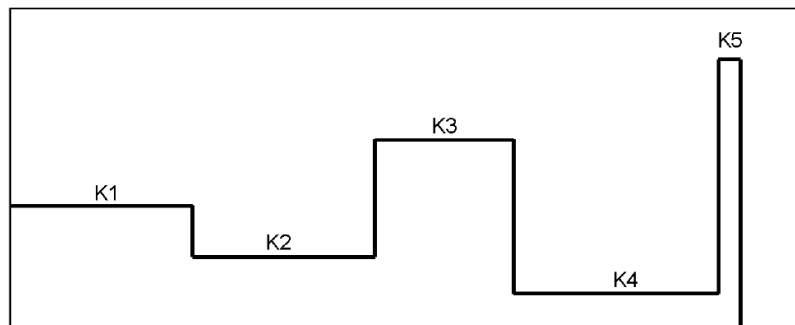


Figura 4-10 Distribución de grado de carga por escalones [4].

4.1.3. HOJA "CARGA ANUAL".

Esta hoja es la que sirve de base para el estudio de grado de carga desde base de datos anuales. Estos datos de carga del transformador deben ser proporcionadas por la compañía eléctrica propietaria de la máquina.

En esta hoja aparece una tabla que dispone de 365 filas, para los días de un año completo; y 27 columnas; 24 para las horas de un día, una para la fecha del día, una para el día de la semana y la última para distinguir entre día festivo o laborable.

Dado que los datos de potencia que refleja esta tabla no están en por unidad, el usuario debe indicar en la celda "Potencia base para los datos" (figura 4-11) la potencia base a la que se van a referenciar los valores para que el programa maneje valores en por unidad.

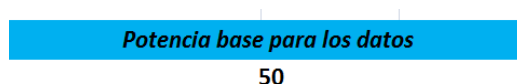


Figura 4-11 Potencia base para los datos del transformador.

4.2. COMBINACIONES POSIBLES DE DATOS.

A continuación se indican las posibles combinaciones entre grado de carga y temperatura ambiente que el usuario puede escoger de entre los mencionados en el apartado anterior.

En el caso en que se estudie una sobrecarga de larga duración el usuario podrá escoger de entre las siguientes configuraciones de estudio:

1. Perfil de grado de carga "Semanal" y temperatura ambiente "Constante".

2. Perfil de grado de carga "Datos anuales" y temperatura ambiente "Constante".
3. Perfil de grado de carga "Escalón" y temperatura ambiente seleccionada en la tabla de temperaturas por escalón.
4. Perfil de grado de carga "Datos anuales" y temperatura ambiente "Datos anuales".
5. Perfil de grado de carga "Semanal" y temperatura ambiente "Datos anuales". En este caso se debe seleccionar el periodo de una semana en la tabla "Datos anuales de carga", para que el programa elija la temperatura desde la hora de inicio del primer día hasta la última hora del día final.

En el caso en que el usuario desee estudiar una sobrecarga de corta duración, éste únicamente deberá rellenar la tabla "Temperatura y grado de carga por escalones", pues las demás configuraciones mencionadas antes consideran periodos de tiempos con variaciones muy espaciadas.

En el Capítulo 5 se mostrarán resultados correspondientes a algunas de estas configuraciones, donde se podrán observar las temperatura del punto caliente y de la capa superior del aceite en curvas, comparándolas con las temperaturas arrojadas por el modelo del Anexo G del Estándar IEEE C57.91-2013.

4.3. MÓDULOS DEL PROGRAMA.

En este apartado se muestra la estructura que sigue el programa y los módulos del mismo. Para ello a continuación se emplean diagramas de flujo donde se puede ver la secuencia de ejecución del programa. Cada una de las cajas representa un módulo del programa.

4.3.1. SECUENCIA PRINCIPAL.

La figura 4-12 muestra el diagrama de flujo principal del programa, compuesta por un programa principal que llama a cuatro módulos :

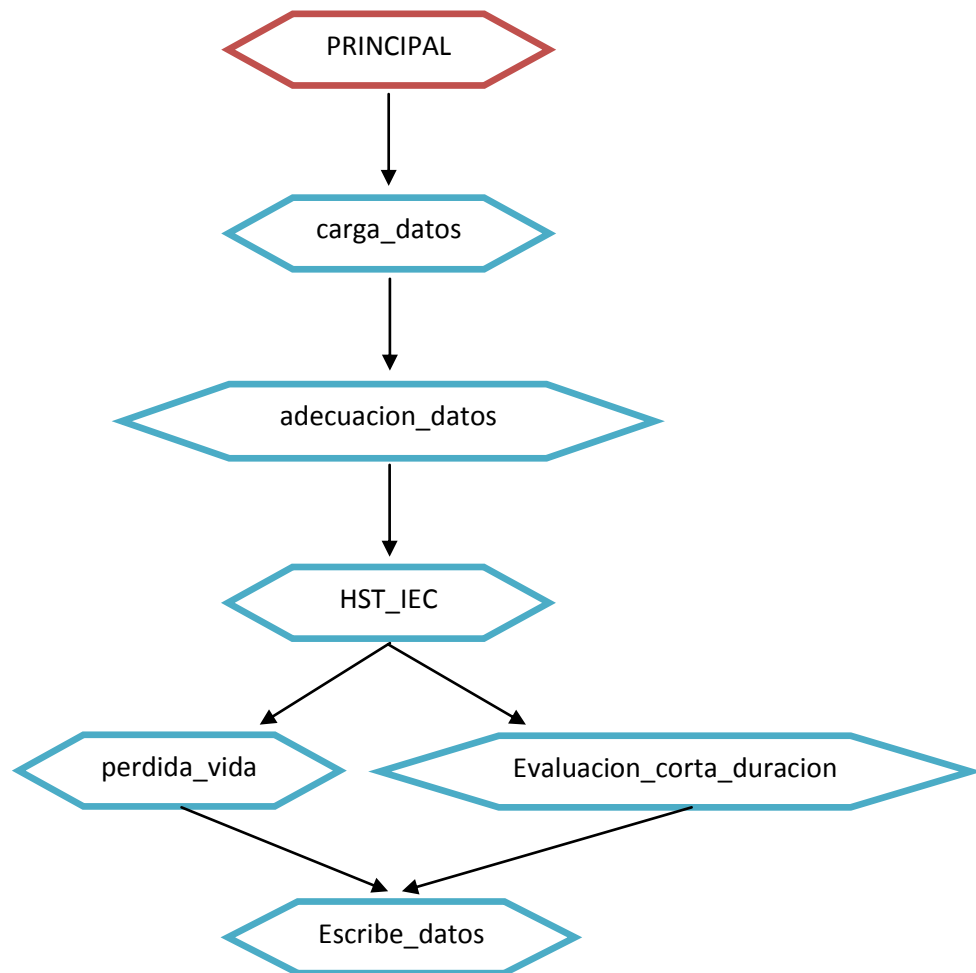


Figura 4-12 Diagrama de flujo principal.

Este diagrama de flujo está compuesto por siete bloques. El primer bloque hace referencia al programa principal, llamado "PRINCIPAL", el cual es el encargado de llamar a los demás subprogramas o módulos de forma secuencial.

CARGA DATOS

De esta forma, al primer módulo al que llama es "carga_datos"; este módulo es el encargado de leer la plantilla Excel. Los datos leídos se almacenan primeramente en una matriz y posteriormente se distribuyen en una serie de estructuras que posteriormente serán utilizadas por los demás módulos. La principal ventaja de la utilización de estructuras es su plasticidad, que hace que sea mucho más intuitiva la comprensión de los datos. Así, la estructura DATOS tiene varios campos:

- Datos.modelo, que almacena parámetros del modelo elegido por el usuario tales como modelo térmico seleccionado, duración de la simulación, si se desea calcular la pérdida de vida o no, etc.
- Datos.ambiente, que almacena datos relativos a la temperatura ambiente tales como forma de introducción de la temperatura ambiente, número de escalones en su caso, duración y cuantía de los escalones, etc.
- Datos.carga, que almacena datos relativos a la carga del transformador tales como modalidad de entrada de carga (escalón, carga semanal o carga anual), carga valle nocturna, carga pico de la mañana, etc.
- Datos.IEC, que almacena los parámetros precisos para ejecutar el modelo IEC: Calentamiento de la capa superior en condiciones nominales, Calentamiento del punto caliente respecto del aceite en condiciones nominales, constante de tiempo del aceite, constante de tiempo del arrollamiento, etc.
- Datos.Susa, que almacena los parámetros precisos para ejecutar el modelo térmico de Susa: Masa de aceite, constante de tiempo del aceite, pérdidas Joule en los arrollamientos, etc.
- Datos.IEEE, que almacena los parámetros precisos para ejecutar el modelo térmico del Anexo G de IEEE C57.91: Peso de la cuba, peso de la parte activa, tipo de conductores, etc.

ADECUACIÓN de DATOS

Una vez completada la lectura de todos los datos el programa principal llama al módulo "adecuacion_datos". Este módulo lee las elecciones tomadas por el usuario para realizar el estudio, y dependiendo de ellas organiza los datos para introducirlos en los módulos de cálculo de perfiles de temperatura ambiente y de grado de carga, que a su vez éste va llamando. Más adelante se va a ver más en detalle este subprograma.

El programa crea un vector con el valor del grado de carga en cada instante de tiempo. Entre dos instantes de tiempo en los que el usuario no haya definido ningún valor del grado de carga (por ejemplo, si se ha elegido la opción "curva de carga anual" el grado de carga se da cada hora del año, pero no se dan valores para períodos de tiempo más cortos) se interpola el grado de carga entre los dos valores más próximos conocidos. También se expresa la potencia en p.u. De la misma forma se crea un vector con el valor de la temperatura ambiente en cada instante de tiempo. En alguna de las opciones de introducción de datos (por ejemplo curva de carga anual, curva de carga semanal o curva de temperatura ambiente anual) el módulo llama a otros módulos auxiliares.

Para el caso de que la modalidad elegida sea "sobrecarga de emergencia de corta duración" los grados de carga no se interpolan, ya que la formación o no de burbujas de vapor de agua está muy relacionada con la velocidad de crecimiento de la temperatura, y si se interpolara el grado de carga, el crecimiento de la temperatura sería mucho más suave.

CÁLCULO DE LA TEMPERATURA DEL PUNTO CALIENTE

Una vez organizados los datos y creados los perfiles de grado de carga y temperatura ambiente, el programa principal llama al módulo de cálculo de temperatura de punto caliente y de capa superior del aceite del modelo térmico elegido, en el contexto de este Trabajo Fin de Grado ese módulo es "HST_IEC". Este subprograma calcula en primer lugar las condiciones iniciales del caso en estudio, admitiendo que el transformador se encuentra en régimen permanente en el instante inicial. Seguidamente toma las temperaturas ambiente y grados de carga punto a punto y mediante un bucle de iteración se obtienen los vectores de temperatura de punto caliente y de capa superior del aceite en cada instante de tiempo. El programa proporciona una gráfica de las temperaturas significativas del transformador a lo largo del tiempo.

CÁLCULO DE LA PÉRDIDA DE VIDA

Por último, el programa principal llama al módulo de cálculo de la pérdida de vida del transformador si el usuario lo escogió así dentro de una sobrecarga de larga duración; o si se está estudiando una sobrecarga de corta duración, el programa llamará al módulo de estimación de formación de burbujas. Dado que este proyecto sigue las directrices de la norma IEC 60076-7, la pérdida de vida se calcula mediante la ecuación de Monstsinquer para el caso de transformadores con papel kraft. Sin embargo, para el caso de papeles mejorados térmicamente se utiliza la ecuación de Arrhenius.

EVALUACIÓN DE LA POSIBILIDAD DE FORMACIÓN DE BURBUJAS

Para evaluar la posibilidad de formación de burbujas se comprueba:

- Si la temperatura del punto caliente sobrepasa los 140 °C [14].
- Si la velocidad de incremento de la temperatura sobrepasa los 3 K/s [13].

La temperatura 140 °C es el valor que proporciona la norma para el caso de que la humedad en el papel sea el 2%. La propia norma indica que para valores mayores de la humedad la temperatura de formación de burbujas puede ser inferior, pero no proporciona ninguna fórmula o tabla que relacione la temperatura de formación de burbujas con la humedad en el papel. Algunos autores sí que proporcionan expresiones para relacionar la temperatura de formación de burbujas con la humedad en el papel, pero no se han implementado aquí porque este programa recoge las especificaciones de la norma IEC 60076-7.

ESCRIBE DATOS

La salida de resultados se realiza a través de una hoja del libro Excel.

Para escribir los resultados en la hoja Excel se utiliza la instrucción `xlswrite`, que escribe un vector columna en una hoja Excel a partir de una casilla determinada.

En el caso que nos ocupa la longitud del vector a escribir es variable en función del tiempo de simulación. Además, en el caso de perfil anual de cargas el volumen de datos a escribir es muy elevado (hasta 525.600 datos) por lo que se realiza un cribado de los resultados, de forma que sólo se escribe uno de cada 30 datos. El dato que se escribe es la media de los 30 datos del período. Este cribado se realiza sólo a efectos de la escritura de datos y su representación gráfica, pues los cálculos de pérdida de vida se realizan con los datos reales de temperatura calculados.

4.3.2. SECUENCIA SECUNDARIA.

Esta secuencia se ejecuta dentro del subprograma "adecuacion_datos". Este módulo se encarga de diferenciar la configuración de perfil de carga y temperatura ambiente escogida por el usuario, establecer las dimensiones de los vectores de los perfiles anteriores y de llamar los programas de cálculo de temperatura ambiente y grado de carga en los casos en que proceda.

En la figura 4-13 se muestra el diagrama de flujo correspondiente a esta secuencia:

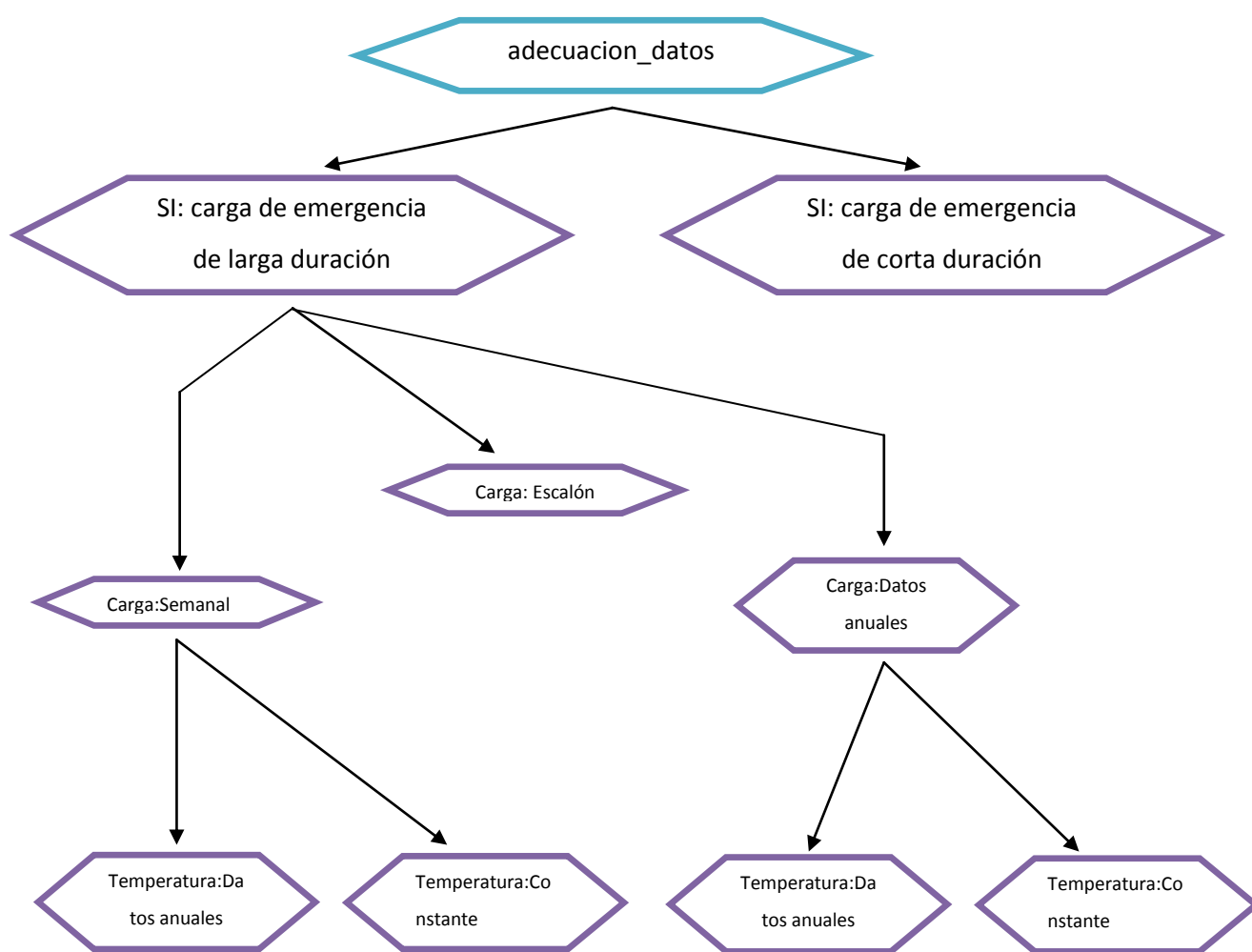


Figura 4-13 Diagrama de flujo secundario.

4.4. SALIDAS DEL PROGRAMA.

Las salidas del programa se realizan en la hoja "Resultados" del libro Excel Cargabilidad_v2.

Los datos de salida que ofrece el programa son:

- **Temperatura de punto caliente:** es la temperatura que se alcanza en el punto más caliente del arrollamiento. La temperatura del punto caliente no debe superar los valores indicados en la tabla 4 de la norma IEC 60076-7. Su valor se emplea para calcular la pérdida de vida del aislamiento celulósico que está en contacto con dicho punto del arrollamiento [4], [19].

También se emplea este valor para poder determinar si se forman burbujas.

- **Temperatura de la capa superior del aceite:** La necesidad de obtener esta temperatura proviene de que durante una sobrecarga la temperatura de la capa superior del aceite no debe sobrepasar los valores indicados en la tabla 4 de la norma IEC 60076-7 [4]. Además de lo anterior este valor se emplea para determinar la temperatura de punto caliente [4], [19].

Estos dos datos de salida anteriores son los principales, pues a partir de ellos se obtienen los demás datos de salida:

- **Pérdida de vida:** en caso que se haya escogido "Carga de emergencia de larga duración" y que se haya seleccionado "Si" en pérdida de vida, el programa mostrará la pérdida de vida en horas experimentada por el aislamiento celulósico del transformador.
- **Formación de burbujas:** en caso que se haya escogido "Carga de emergencia de corta duración", el programa mostrará si se han formado burbujas o no.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Estos resultados se pueden visualizar tanto en la ventana de resultados de Matlab, como en la hoja "Resultados" del archivo Excel.

La salida de resultados de la hoja Excel tiene el aspecto mostrado en la tabla 4-12:

Tabla 4-12 Temperaturas significativas del transformador.

Tiempo	Temperatura de la capa superior del aceite	Temperatura del punto más caliente	Temperatura ambiente	Grado de carga
1	52,66	68,61	17,00	0,71
2	52,65	68,59	17,00	0,70
3	52,65	68,54	17,00	0,70
4	52,64	68,48	17,00	0,70
5	52,62	68,40	17,00	0,69
6	52,61	68,31	17,00	0,69
7	52,59	68,20	17,00	0,69
8	52,56	68,07	17,00	0,68
9	52,54	67,94	17,00	0,68
10	52,51	67,80	17,00	0,68
11	52,47	67,64	17,00	0,67
12	52,44	67,48	17,00	0,67
13	52,40	67,31	17,00	0,66
14	52,36	67,13	17,00	0,66
15	52,32	66,95	17,00	0,66
16	52,27	66,76	17,00	0,65
17	52,22	66,56	17,00	0,65
18	52,17	66,36	17,00	0,65
19	52,12	66,16	17,00	0,64
20	52,06	65,95	17,00	0,64
21	52,00	65,74	17,00	0,63
22	51,94	65,52	17,00	0,63
23	51,88	65,31	17,00	0,63
24	51,82	65,08	17,00	0,62
25	51,75	64,86	17,00	0,62
26	51,68	64,63	17,00	0,62
27	51,61	64,41	17,00	0,61
28	51,54	64,18	17,00	0,61
29	51,46	63,94	17,00	0,61
30	51,38	63,71	17,00	0,60

En la tabla 4-12 se ven las temperaturas calculadas por el programa. Estas temperaturas sirven para que en la misma hoja de Excel se realice la gráfica siguiente (figura 4-14):

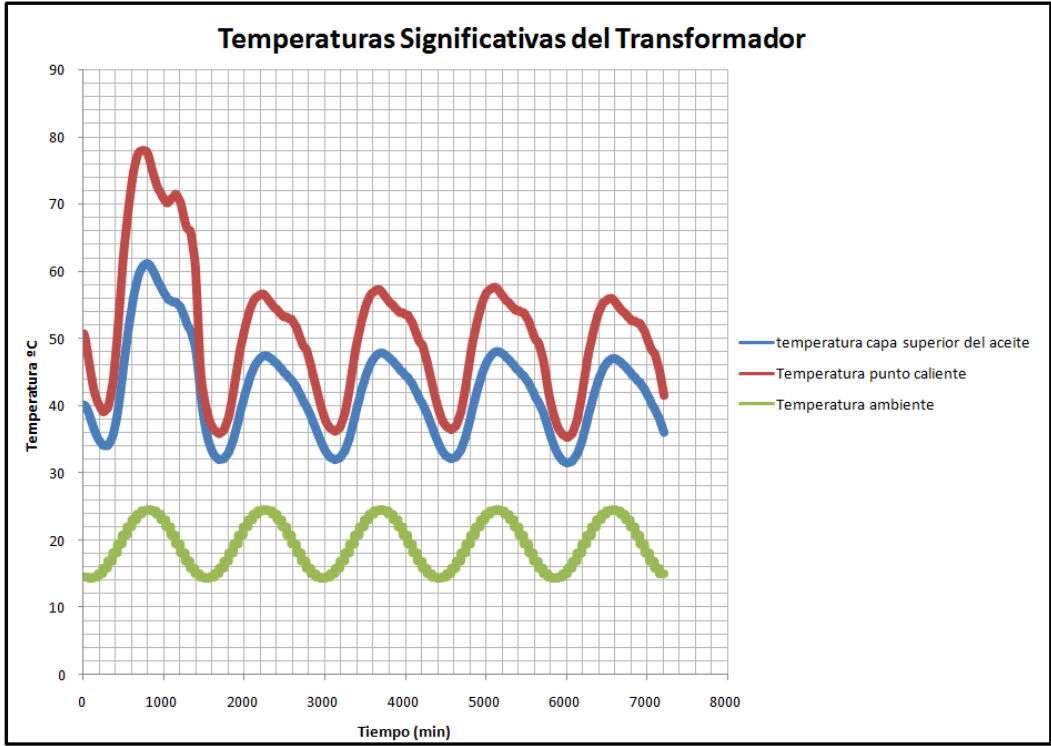


Figura 4-14 Curva de temperaturas significativas del transformador.

Dependiendo de la configuración elegida por el usuario en la entrada de datos, la curva anterior mostrará diferentes perfiles de temperatura.

Además esta hoja recoge los resultados de posibilidad de formación de burbujas, en el caso de estar estudiando una carga de emergencia de corta duración; y la pérdida de vida en el caso de estar estudiando una carga de emergencia de larga duración (figuras 4-15 y 4-16):

FORMACIÓN DE BURBUJAS
Si

Figura 4-15 Campo de resultado de formación de burbujas.

PÉRDIDA DE VIDA
0,173841896

Figura 4-16 Campo de resultado de pérdida de vida.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

En el resultado de formación de burbujas (figura 4-15) aparecerá "Si" o "No" si se está estudiando una carga de emergencia de corta duración. Si la sobrecarga es de larga duración aparecerá "0".

Del mismo modo, en el resultado de pérdida de vida (figura 4-16) aparecerá el valor del mismo. Si no se desea conocer el valor, aparecerá "0".

CAPÍTULO 5: RESULTADOS.

Este capítulo consta de tres apartados. En el primero de ellos se comprobará la correcta implementación del modelo de la norma IEC 60076-7 [4], para lo cual se ejecutará el ejemplo que aparece en el Anexo C de dicha Norma.

En el segundo apartado se incluye una comparación entre el modelo implementado en este trabajo y el modelo del Anexo G del Estándar IEEE C57-91-2013 [23].

Por último, en el tercer apartado se ejecutará un ciclo de carga correspondiente a un año completo, y se sacarán conclusiones de los resultados obtenidos.

5.1. RESULTADOS DEL EJEMPLO DEL ANEXO C DE LA NORMA IEC 60076-7.

Para comprobar que la implementación del modelo de la Norma IEC 60076-7 realizada en este trabajo es correcta se ha procedido a realizar el ejemplo que aparece en el Anexo C de la Norma.

En este ejemplo se estudia un ciclo de carga en un transformador de las siguientes características:

- Gradiente de temperatura de la capa superior del aceite con respecto a la temperatura ambiente a plena carga $\Delta\theta_{or} = 45$ K.
- Gradiente de temperatura del punto más caliente del arrollamiento con respecto a la capa superior del aceite $\Delta\theta_{hr} = 35$ K.
- Constante de tiempo del aceite $\tau_o = 150$ min.
- Constante de tiempo del arrollamiento $\tau_w = 7$ min.
- Relación de pérdidas en carga a corriente asignada y pérdidas en vacío $R = 8$.
- Exponente del aceite $x = 0,8$.
- Exponente de los arrollamientos $y = 1,3$.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

- Constante $k_{11} = 0,5$.
- Constante $k_{21} = 2$.
- Constante $k_{22} = 2$.

El perfil de temperatura ambiente y grado de carga se muestra en la tabla 5-1:

Tabla 5-1 Temperatura ambiente y grado de carga. Ejemplo de la Norma.

Etapa	Tiempo / min	Hora del día h:min	Temperatura ambiente θ_a °C	Factor de carga K
0	0	14:00	30,3	0,81
1	3	14:03	29,9	0,87
2	6	14:06	29,8	0,88
3	9	14:09	29,5	0,86
4	12	14:12	29,6	0,90
5	15	14:15	29,5	0,92
6	18	14:18	29,5	0,95
7	21	14:21	28,9	0,96
8	24	14:24	29,0	0,97
9	27	14:27	28,6	1,00
10	30	14:30	28,0	1,70
11	33	14:33	28,7	1,70
12	36	14:36	27,8	1,73
13	39	14:39	28,1	1,72
14	42	14:42	27,9	1,69
15	45	14:45	27,1	1,68
16	48	14:48	26,9	1,71
17	51	14:51	26,7	1,69
18	54	14:54	27,2	1,67
19	57	14:57	26,7	1,68
20	60	15:00	26,9	1,63
21	63	15:03	26,5	1,59
22	66	15:06	26,2	1,53
23	69	15:09	26,3	1,49
24	72	15:12	25,4	1,41
25	75	15:15	25,6	1,38
26	78	15:18	25,3	1,32
27	81	15:21	24,8	1,28
28	84	15:24	24,5	1,21
29	87	15:27	24,3	1,19
30	90	15:30	24,1	0,87
31	93	15:33	24,3	0,88
32	96	15:36	24,1	0,87
33	99	15:39	23,4	0,86
34	102	15:42	23,6	0,85
35	105	15:45	23,8	0,87
36	108	15:48	23,1	0,83
37	111	15:51	23,3	0,86
38	114	15:54	23,1	0,85
39	117	15:57	22,3	0,82
40	120	16:00	22,2	0,86

Con estos perfiles de carga y de temperatura la Norma muestra los resultados de la tabla 5-2:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Tabla 5-2 Resultados al ejemplo de la Norma.

Etapa	Tiempo t min	Hora del día h:min	Temperatura del punto caliente θ_h °C	Pérdida de vida L min	Pérdida de vida L días
0	0	14:00	90,5	0	0
1	3	14:03	91,6	0	0,00
2	6	14:06	92,7	1	0,00
3	9	14:09	93,2	1	0,00
4	12	14:12	94,3	2	0,00
5	15	14:15	95,6	3	0,00
6	18	14:18	97,2	3	0,00
7	21	14:21	98,6	4	0,00
8	24	14:24	100,0	5	0,00
9	27	14:27	101,6	7	0,00
10	30	14:30	118,6	14	0,01
11	33	14:33	132,1	39	0,03
12	36	14:36	143,5	109	0,08
13	39	14:39	152,4	258	0,18
14	42	14:42	158,8	508	0,35
15	45	14:45	163,6	875	0,61
16	48	14:48	168,2	1402	0,97
17	51	14:51	171,5	2076	1,44
18	54	14:54	173,6	2871	1,99
19	57	14:57	175,7	3796	2,64
20	60	15:00	176,1	4754	3,30
21	63	15:03	175,6	5675	3,94
22	66	15:06	173,8	6480	4,50
23	69	15:09	171,5	7156	4,97
24	72	15:12	167,8	7667	5,32
25	75	15:15	164,3	8055	5,59
26	78	15:18	160,1	8335	5,79
27	81	15:21	156,0	8534	5,93
28	84	15:24	151,1	8668	6,02
29	87	15:27	146,8	8761	6,08
30	90	15:30	136,9	8800	6,11
31	93	15:33	129,1	8819	6,12
32	96	15:36	122,8	8830	6,13
33	99	15:39	117,5	8836	6,14
34	102	15:42	113,1	8840	6,14
35	105	15:45	110,0	8843	6,14
36	108	15:48	106,6	8846	6,14
37	111	15:51	104,5	8847	6,14
38	114	15:54	102,6	8849	6,14
39	117	15:57	100,4	8850	6,15
40	120	16:00	99,3	8851	6,15

Además, la Norma muestra los resultados de temperatura del punto más caliente y de la capa superior del aceite en forma de gráfica (figura 5-1):

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

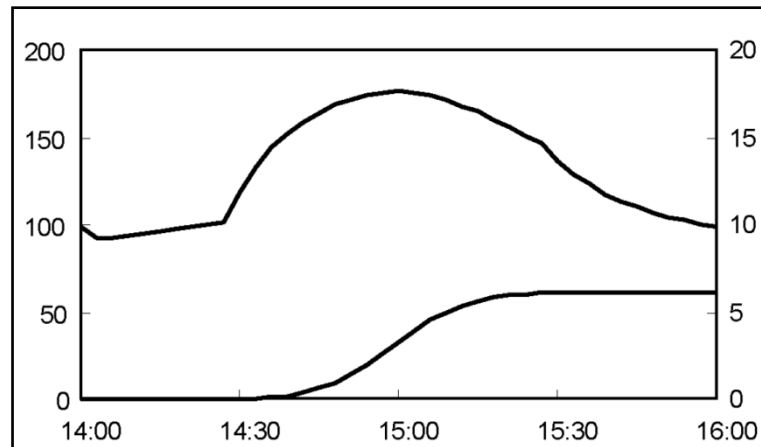


Figura 5-1 Curva de temperatura ejemplo Norma IEC 60076-7.

La curva superior de la figura 5-1 corresponde a la temperatura del punto más caliente, medida en grados Celsius (eje de la derecha); y la curva inferior hace a la pérdida de vida en días (eje de la izquierda).

Con los mismos datos de entrada de la norma, el programa realizado en éste trabajo arroja los resultados de la tabla 5-3:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Tabla 5-3 Resultados del programa.

Hora	temperatura punto más caliente (°C)	Temperatura capa superior del aceite (°C)	Pérdida de vida (min)
14:00	90,5223	63,9090	0,4000
14:03	91,6501	64,0301	0,8000
14:06	92,7286	64,1658	1,3000
14:09	93,1813	64,2373	1,8000
14:12	94,3148	64,4042	2,3000
14:15	95,5973	64,6086	3,0000
14:18	97,2036	64,8783	3,7000
14:21	98,6495	65,1381	4,6000
14:24	99,9947	65,4166	5,7000
14:27	101,6467	65,7439	7,0000
14:30	118,5987	68,1949	14,0000
14:33	132,0836	70,5759	39,4000
14:36	143,5109	72,9334	109,5000
14:39	152,3899	75,1726	258,1000
14:42	158,7553	77,2068	508,0000
14:45	163,5953	79,0921	875,4000
14:48	168,2187	81,0010	1402,0000
14:51	171,4597	82,7540	2076,7000
14:54	173,6340	84,3860	2871,8000
14:57	175,6509	85,9682	3796,6000
15:00	176,1219	87,3193	4754,4000
15:03	175,5902	88,4622	5674,9000
15:06	173,7981	89,3440	6480,0000
15:09	171,4962	90,0618	7156,6000
15:12	167,8372	90,4558	7667,8000
15:15	164,2911	90,7472	8055,8000
15:18	160,1433	90,8292	8335,2000
15:21	155,9618	90,7669	8534,5000
15:24	151,1100	90,4891	8668,1000
15:27	146,8189	90,1568	8761,2000
15:30	136,8592	88,9960	8800,3000
15:33	129,1494	87,9131	8819,7000
15:36	122,8105	86,8420	8830,3000
15:39	117,5303	85,7625	8836,7000
15:42	113,1159	84,7110	8840,8000
15:45	109,9617	83,7560	8843,8000
15:48	106,6181	82,7191	8845,9000
15:51	104,4945	81,8005	8847,6000
15:54	102,5559	80,8875	8849,0000
15:57	100,3603	79,9108	8850,1000
16:00	99,3183	79,0605	8851,1000

Comparando la tabla 5-2 y la tabla 5-3 se puede ver que los resultados son prácticamente iguales. El error cuadrático medio de los resultados de temperatura del punto más caliente es de $8 \cdot 10^{-4}$ °C; y el de la pérdida de vida de $6 \cdot 10^{-3}$ minutos. Estos errores son muy pequeños, incluso pueden ser debidos al redondeo que existe en los resultados de la Norma.

La gráfica obtenida por el programa se puede ver en la figura 5-2:

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

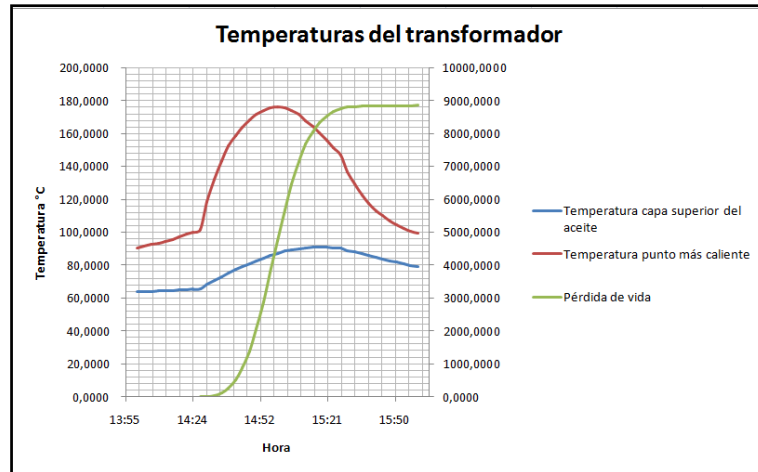


Figura 5-2 Curva de temperatura resultado del programa.

Con lo visto anteriormente se puede comprobar que el programa realizado en este trabajo es correcto y muestra resultados muy precisos.

5.2. COMPARACIÓN ENTRE EL MODELO DE LAS ECUACIONES DIFERENCIALES DE LA NORMA IEC 60076-7 Y EL MODELO DEL ANEXO G DEL ESTÁNDAR C57-91-2013.

Se va a realizar la comparación de la respuesta de cada modelo bajo tres condiciones de carga:

- La primera condición de carga corresponde a un ciclo de carga diario. Esta condición es poco exigente, pues en general el grado de carga de una instalación varía de una forma suave en el curso de un día.
- La segunda condición corresponde a sobrecargas de larga duración. Esta condición es bastante más exigente que la anterior al poder llegar las sobrecargas mayores que en el caso anterior y sobre todo porque las variaciones de carga son instantáneas

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

- La tercera condición corresponde a sobrecargas de corta duración. Es necesario diferenciar entre ambos tipos de sobrecargas pues la principal diferencia entre ambos modelos radica en el distinto comportamiento ante cambios rápidos de carga.

Para ello se va a utilizar la herramienta desarrollada en este trabajo y un programa basado en el Estándar IEEE C57-91-2013 del Departamento de Ingeniería eléctrica.

5.2.1. COMPARACIÓN ANTE CICLO DE CARGA DIARIO.

En este apartado se compara la respuesta de ambos modelos ante un perfil de carga correspondiente a un ciclo de carga real de 24 horas.

El perfil de cargas al que se somete al transformador es el siguiente:

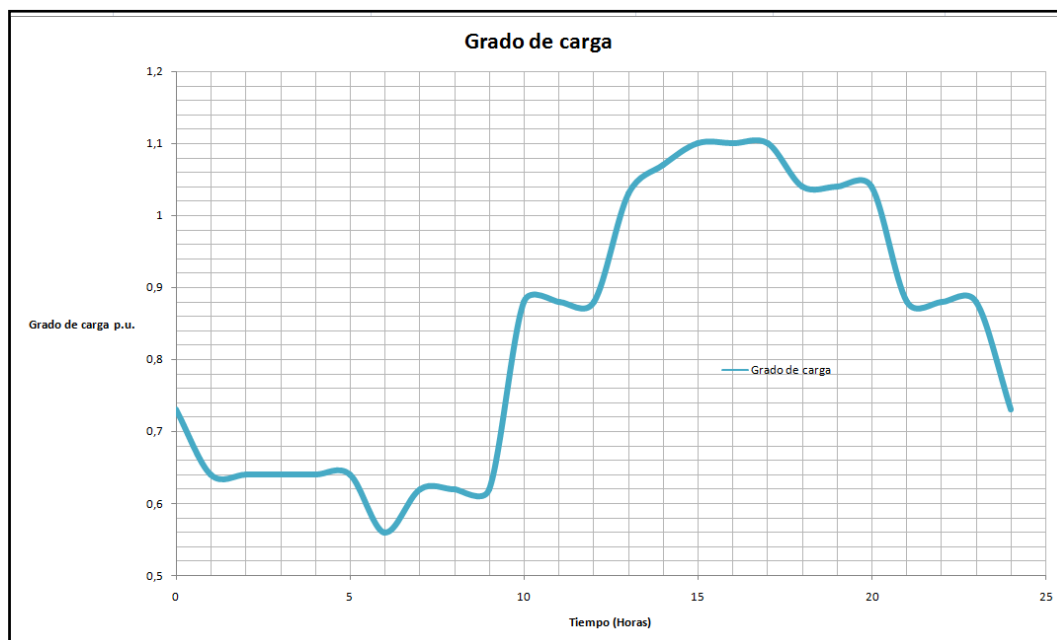


Figura 5-3 Ciclo de carga diario.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

La temperatura ambiente durante el estudio es la siguiente:

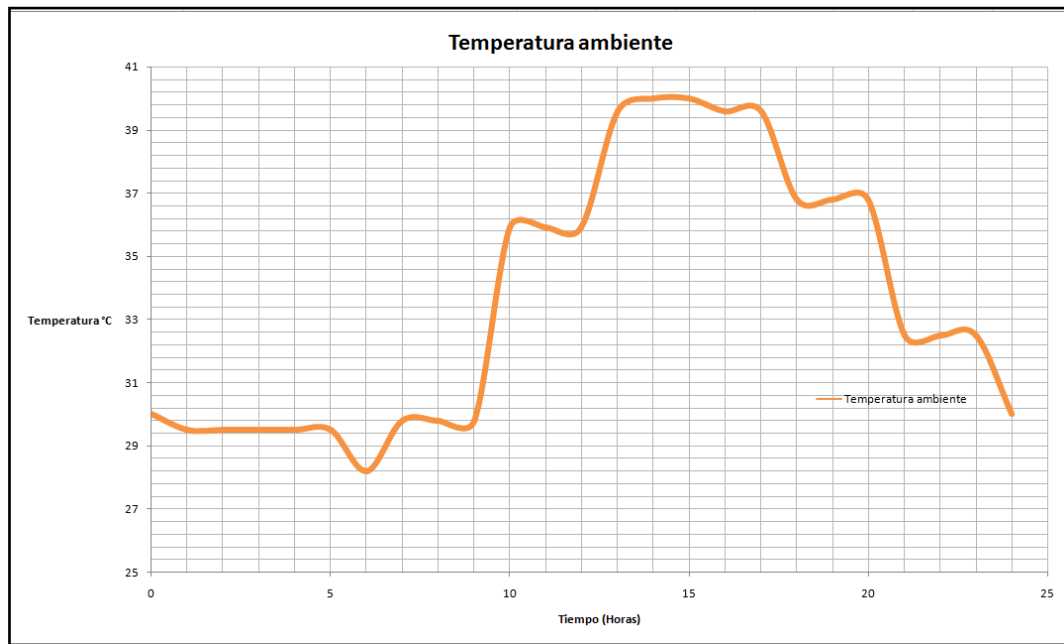


Figura 5-4 Ciclo de temperatura ambiente.

La figura 5-5 muestra las temperaturas de la capa superior del aceite obtenidas con ambos modelos:

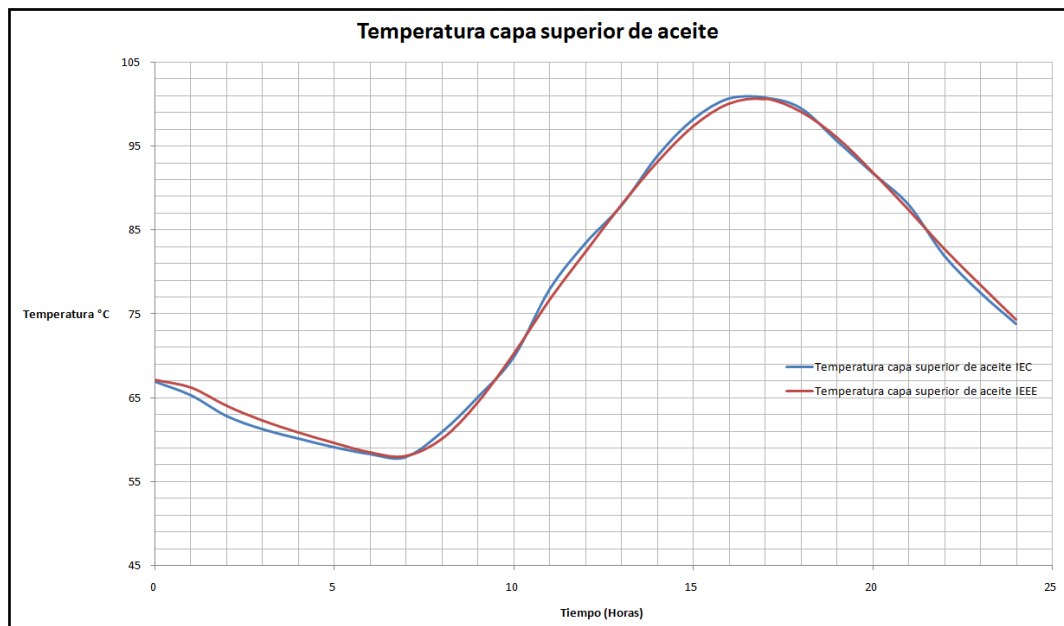


Figura 5-5 Temperaturas de capa superior del aceite.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

La desviación máxima entre ambos modelos es de 1,23 °C y el error cuadrático medio es de 0,4886 °C.

A partir de esta temperatura se obtiene la temperatura del punto más caliente que se muestra en la figura 5-6:

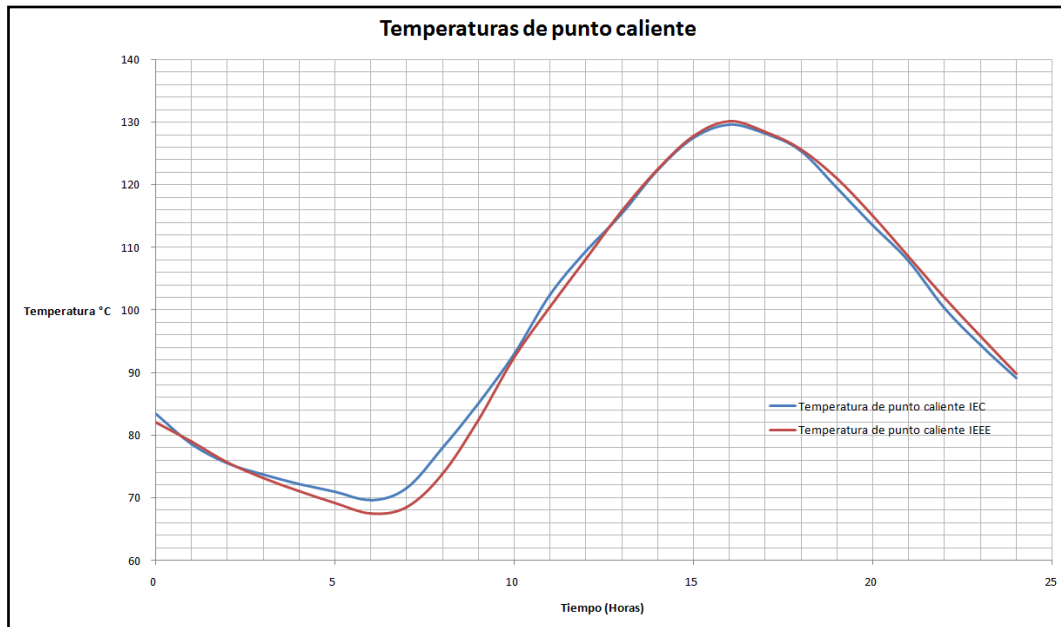


Figura 5-6 Temperaturas del punto más caliente.

En este caso la diferencia máxima entre modelos es de 3 °C y el error cuadrático medio es de 2,41 °C.

Se puede observar que las respuestas de ambos modelos son bastante semejantes, sobre todo en el caso del cálculo de la temperatura de la capa superior del aceite.

Es importante en que la diferencia en la temperatura del punto más caliente sea reducida, ya que un aumento de la temperatura del punto más caliente en 6 °C supone que el envejecimiento se duplica [4]. Afortunadamente, en la figura 5-6 se puede ver que la mayores diferencias entre las temperaturas de uno y otro modelo se dan en el rango de temperaturas bajas (inferiores a 110 °C) y a esas temperaturas la tasa relativa de envejecimiento es inferior a la unidad, con lo que el doble de un envejecimiento pequeño no es algo preocupante. Por el contrario, cuando la temperatura del punto caliente supera los 110 °C la diferencia entre las temperaturas proporcionadas por los dos modelos no supera los 2 °C. En este sentido se puede decir que los modelos se ajustan mejor para temperaturas de punto caliente superiores a 110

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

°C que para temperaturas inferiores, pues cuando la temperatura del punto caliente supera los 110 °C, el error cuadrático medio es de 0,61 °C; mientras que cuando la temperatura es inferior a 110 °C el error es de 2,77 °C. Esta es una situación deseable, porque hace que el envejecimiento calculado sea muy semejante en ambos casos.

5.2.2. COMPARACIÓN ANTE SOBRECARGAS DE LARGA DURACIÓN.

En este apartado se va a analizar la respuesta de ambos modelos ante escalones de carga de larga duración.

En la figura 5-7 se muestra la comparación entre las temperaturas de la capa superior del aceite obtenidas mediante cada modelo:

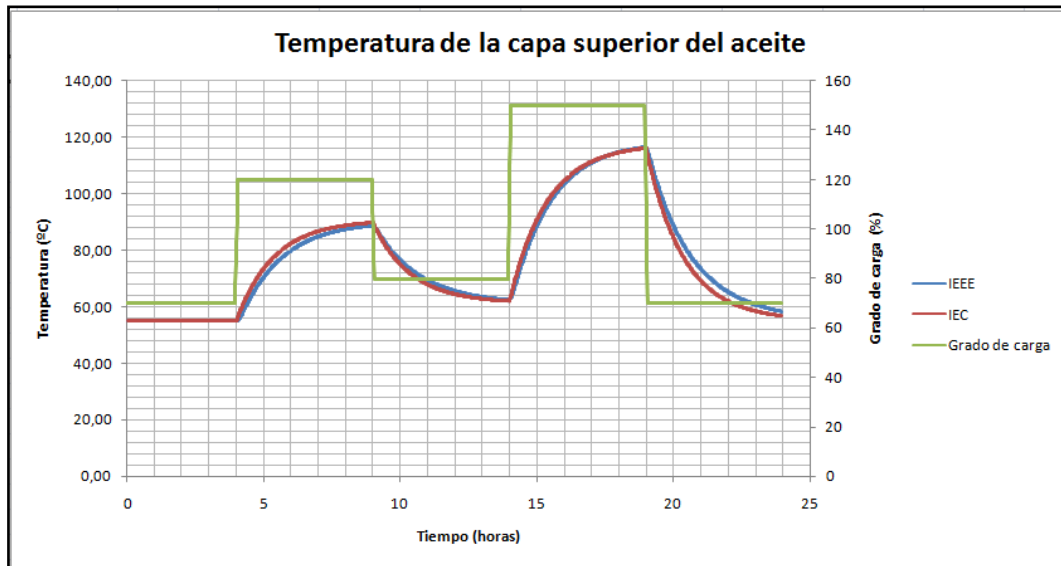


Figura 5-7 Comparación de temperaturas de la capa superior del aceite.

Para esta variable (temperatura de la capa superior del aceite), la diferencia máxima de temperatura es de 2,32 °C, y el error cuadrático medio es de 1,11 °C. Es importante observar que ambas curvas se asemejan bastante. Esto es un factor a tener en cuenta, pues cuanto más

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

similares sean las temperaturas de la capa superior del aceite más se aproximarán las temperaturas del punto más caliente.

A continuación, en la figura 5-8 se comparan las temperaturas del punto caliente para ambos modelos:

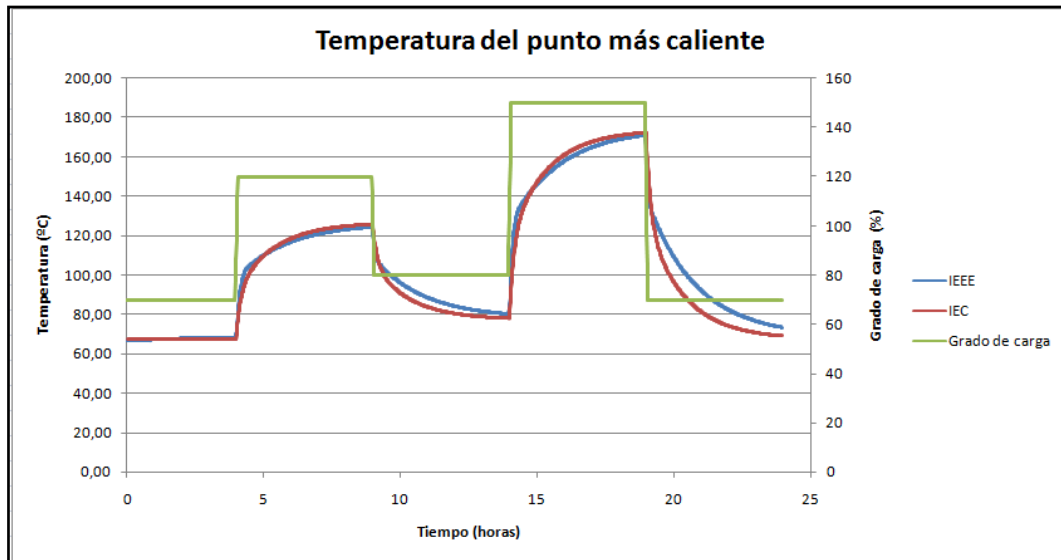


Figura 5-8 Comparación de temperaturas de punto caliente.

En este caso, la diferencia máxima de temperatura entre ambos modelos es de 8,23 °C, una diferencia bastante elevada, pero dado que esta diferencia se da por debajo de los 110 °C y por debajo de esta temperatura la tasa relativa de envejecimiento es inferior a la unidad, esta diferencia no tiene gran importancia.

En cambio el error cuadrático medio es pequeño, apenas 2,10 °C, lo que significa que ambas curvas se asemejan bastante. No obstante es necesario mencionar que cuando el arrollamiento se enfría, para el modelo de la Norma IEC este se produce con mayor rapidez.

5.2.3. COMPARACIÓN ANTE SOBRECARGAS DE CORTA DURACIÓN.

En este apartado, al igual que en el anterior, se va a analizar la respuesta de ambos modelos ante escalones de carga, pero en esta ocasión la sobrecarga será de duración inferior a media hora. Es importante analizar las diferencias entre la respuesta de ambos modelos ante cambios rápidos e intensos de carga, pues es en este caso donde se pueden ver las mayores diferencias.

En la figura 5-9 se muestra la temperatura de la capa superior del aceite cuando el transformador está sometido a un grado de carga del 70% y pasa a un 150% durante media hora:

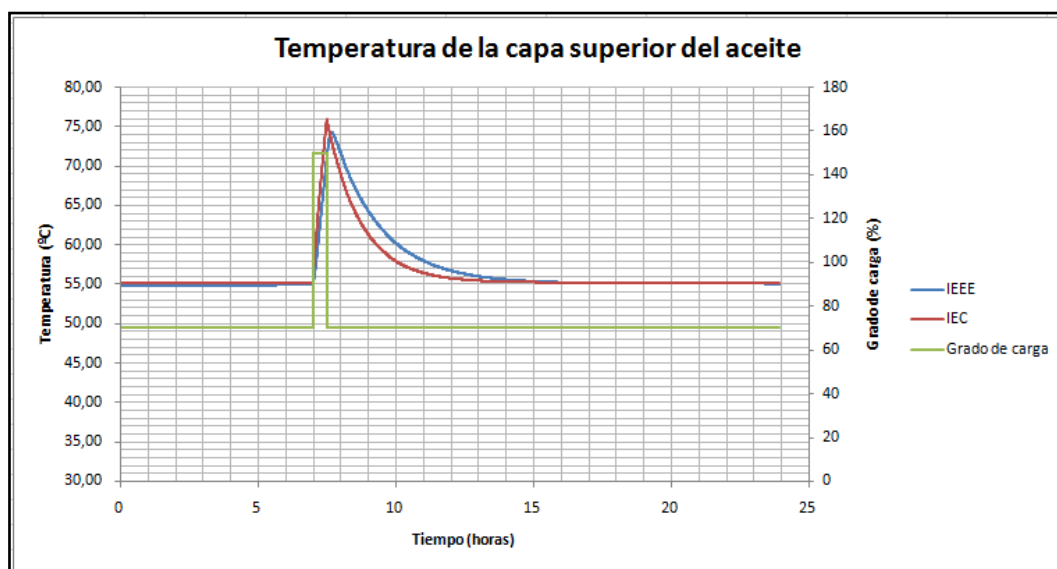


Figura 5-9 Comparación de temperatura de capa superior del aceite ante sobrecarga de corta duración.

En la figura 5-9 se comprueba que las temperaturas arrojadas por ambos modelos son prácticamente iguales en todo momento excepto en el enfriamiento del aceite. La diferencia máxima entre ambas temperaturas es de 3,05 °C, que no es una diferencia muy grande. El error cuadrático medio es de 1,41 °C.

A continuación, en la figura 5-10 se compara la temperatura del punto más caliente:

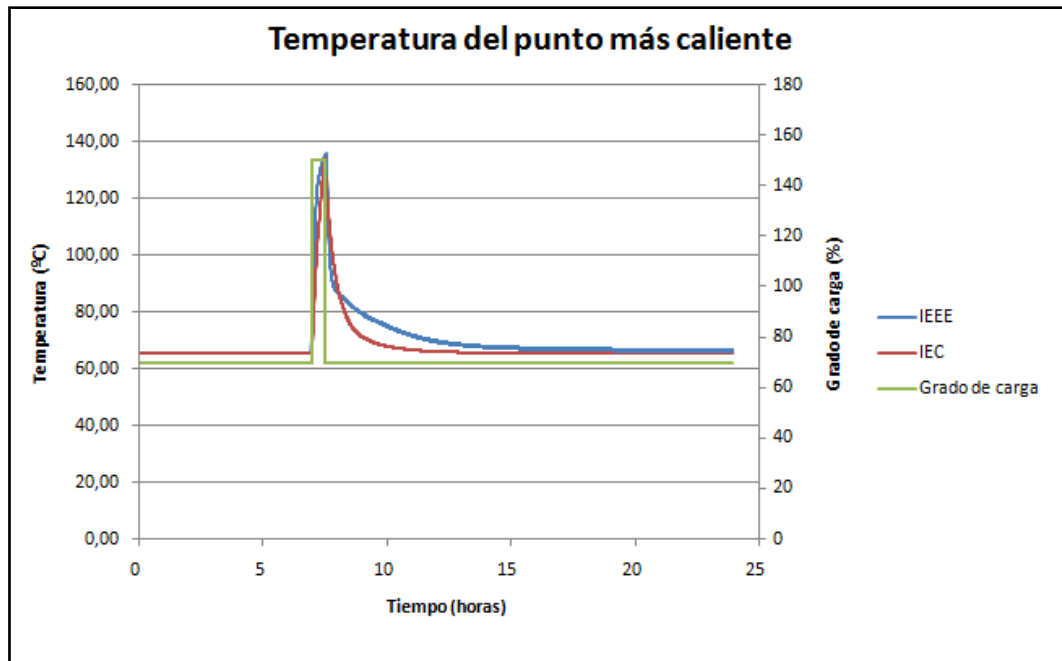


Figura 5-10 Comparación de temperatura del punto más caliente ante sobrecarga de corta duración.

En la figura 5-10 se comprueba, al igual que en el caso de la temperatura de la capa superior del aceite, que las temperaturas son prácticamente iguales a excepción en el enfriamiento del arrollamiento. La diferencia máxima entre ambas temperaturas es de 12,32°C, que aunque esta diferencia máxima se dé por debajo de los 110°C (la temperatura de punto caliente por debajo de 110°C supone una tasa de envejecimiento inferior a la unidad) es un gradiente muy grande. El error cuadrático medio en este caso es de 3,68°C. No obstante hay que tener en cuenta que en este caso las discrepancias entre las temperaturas arrojadas por los dos modelos tienen una repercusión reducida en la pérdida de vida, ya que estamos hablando de sobrecargas que se mantienen a lo sumo media hora. En este sentido, la variable de mayor interés en este ciclo de carga es la máxima temperatura del punto caliente, que es la que determina si se van a producir burbujas de vapor de agua o no. En ese aspecto el comportamiento de los dos modelos es semejante.

Un factor importante a observar a lo largo de los apartados 5.2.1., 5.2.2. y 5.2.3. es que conforme el cambio de grado de carga es más rápido e intenso, la diferencia entre temperatura y el error cuadrático medio se hace mayor. La necesidad de estudiar las temperaturas de capa superior del aceite y del punto más caliente ante cambios rápidos e intensos de grado de carga fue lo que llevó a desarrollar el modelo de la Norma IEC 60076-7.

5.3. ESTUDIO DE TEMPERATURA Y PÉRDIDA DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR ANTE UN CICLO ANUAL DE CARGA.

En este apartado se va a simular el ciclo de carga de un transformador durante un año completo. Para ello se van a utilizar los datos de carga proporcionados por la compañía eléctrica propietaria de la máquina correspondientes al año 2009.

El transformador tiene una potencia nominal de 50 kVA 480 V/ 230 V y su refrigeración es ONAF. El aislamiento celulósico de la máquina es mejorado térmicamente.

Estos datos han sido recogidos en la hoja "Carga anual" del archivo Excel desde el que se recogen los datos para el programa, donde la potencia máxima que trasvasa el transformador es de 26 kVA.

Este caso permitirá comprender qué temperaturas se alcanzan en un transformador ante un caso real, y cuál es la pérdida de vida que esto supone para la máquina.

El transformador fue sometido al ciclo de carga que aparece en la figura 5-11:

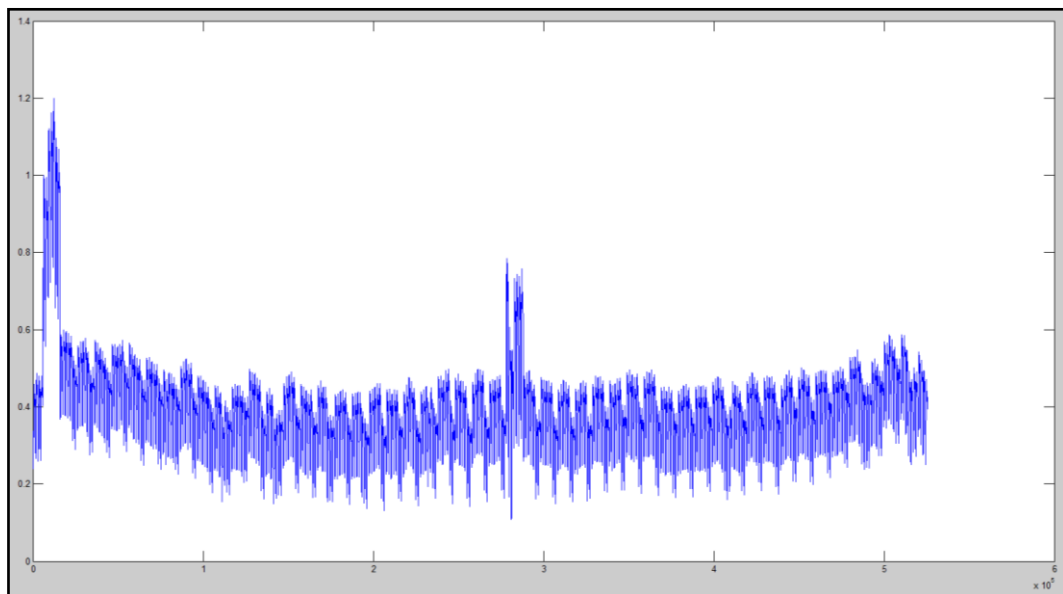


Figura 5-11 Ciclo de carga anual (grado de carga en el eje y; días en el eje x).

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

En la figura 5-11 se pueden diferenciar dos períodos de alto grado de carga. El primero de ellos se produce en los primeros días del año, exactamente la primera semana. En estos días se alcanza un grado de carga de 1,1 de media durante 5 días, siendo el pico de 1,19.

El segundo período a considerar se produce entre los días 16 y 21 de julio, teniendo un grado de carga de 0,76 de media y alcanzándose el pico máximo con 0,81.

Durante el periodo a estudiar la temperatura ambiente se modeló como una doble senoide (día-noche, invierno-verano) como se muestra en la figura 5-12:

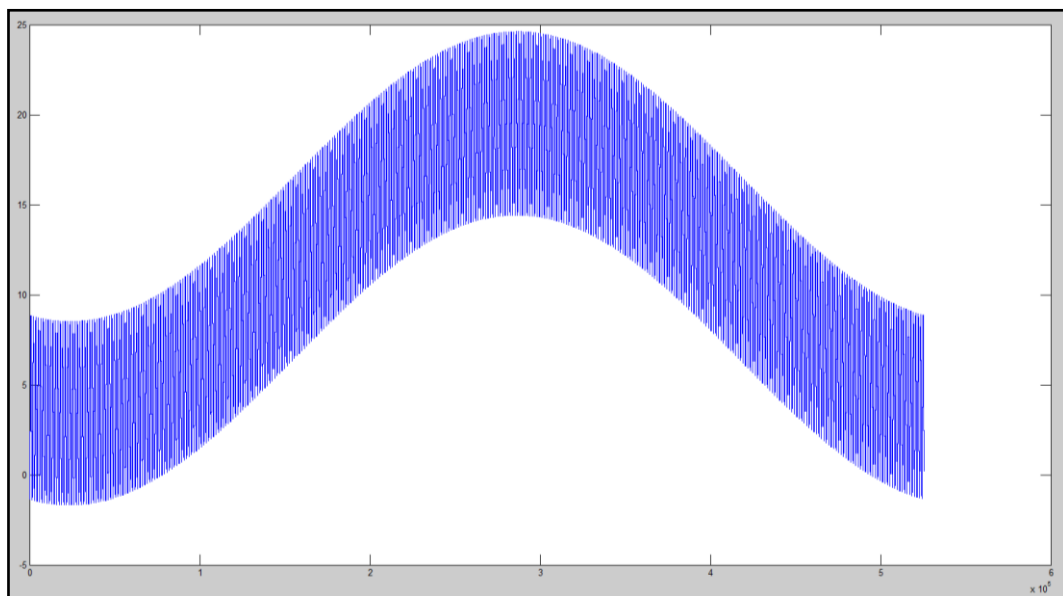


Figura 5-12 Temperatura ambiente anual (grados centígrados en el eje y; horas en el eje x).

En la Figura 5-12 se observa que los días más calurosos del año coinciden con los días en los que se produce el segundo período de carga importante.

Debido a la longitud de los vectores de resultados (cada vector tiene 525.600 datos), únicamente se muestran a continuación los eventos importantes en la simulación.

En la figura 5-13 se muestran las temperaturas durante las tres primeras semanas del mes de enero. Los cinco primeros días la potencia que trasvasa el transformador no supera las 22 kVA debido a los días festivos de comienzo de año. La primera semana laboral del año la potencia sube hasta alcanzar las 56 kVA. La temperatura ambiente media durante este período es de 6 °C.

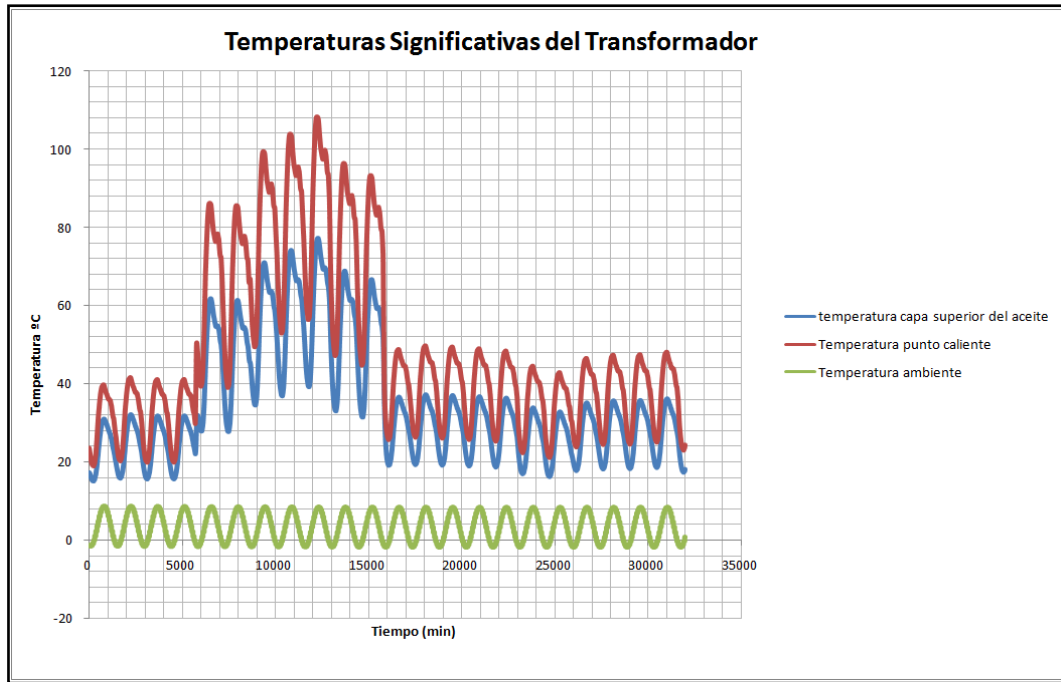


Figura 5-13 Temperaturas elevadas en simulación anual (primer evento).

En la figura 5-13 se ve que la temperatura máxima del punto caliente no supera los 60 °C hasta llegar al quinto día del año, donde la temperatura alcanza valores muy elevados, llegando a los 110,5 °C. Nótese que para los papeles térmicamente mejorados la temperatura de referencia a la cual el consumo de vida se considera unidad es 110 °C. Por tanto, esta sobrecarga supone un consumo de vida sólo ligeramente superior a la unidad. Ello es debido a la reducida temperatura ambiente. Por tanto podemos concluir que una elevación de la carga en los meses de invierno podría no ser preocupante.

La figura 5-14 muestra las temperaturas significativas en el período comprendido entre el 16 y el 21 de julio, en el que coinciden los dos aspectos importantes para el envejecimiento del transformador: las temperaturas ambiente más elevadas del año y una elevación de la potencia máxima consumida al día hasta 36 kVA; alcanzándose temperaturas en el punto más caliente de 79 °C. Tampoco en este caso el envejecimiento es preocupante debido a que la carga es moderada.

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

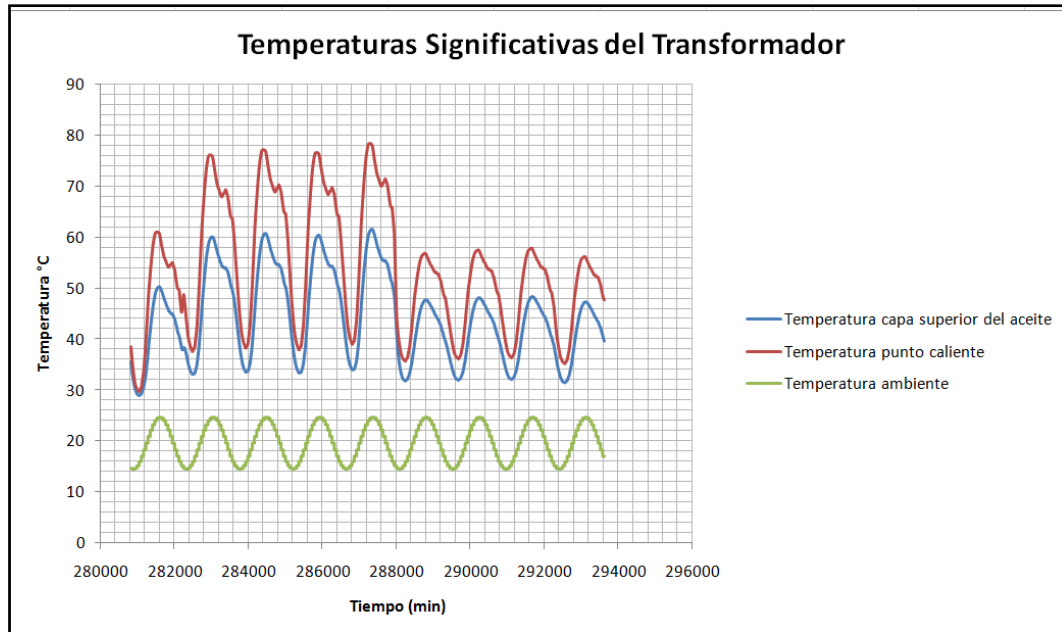


Figura 5-14 Temperaturas elevadas en simulación anual (segundo evento).

Durante los meses más fríos del año la temperatura máxima media del punto más caliente es de 46,62 °C, mientras que durante los meses más calurosos es de 55,32 °C para una misma potencia trasvasada. Esto muestra la estrecha relación que existe entre la temperatura del punto más caliente y la temperatura ambiente.

Por este motivo la peor época del año para sobrecargar un transformador es el verano.

La pérdida de vida experimentada por el transformador en estudio es de 77,34 horas en todo un año. Esto es como si el transformador hubiese perdido tres días y medio de vida en un año. Este dato puede resultar llamativo, pero se ha de tener en cuenta, como se indicó en el apartado 3.4., la tasa relativa de envejecimiento para papel mejorado térmicamente es de 1 p.u. cuando la temperatura del punto caliente es de 110 °C.

Lo anterior significa que para que este transformador hubiese envejecido un año real, la temperatura del punto más caliente tendría que haber sido en todo momento 110 °C, y como se ha visto, esta temperatura ha sido muy inferior a ese valor. Esto es algo muy habitual en un transformador. De hecho, según el antiguo Std IEEE C57.91 de 1995, si la temperatura del punto caliente fuera 110 °C la vida de un transformador se reduciría a un máximo de 20,55 años y en la vida real no es extraño encontrarse transformadores fabricados en los años 60 o 70 del siglo pasado, con 50 años de vida.

CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

6.1. CONCLUSIONES.

Este trabajo se realizó como continuación de una beca en el Departamento de Ingeniería Eléctrica con el fin de preparar una oferta de trabajo para un proyecto de investigación sobre el comportamiento de un transformador ante sobrecargas.

Al no ser aceptada la oferta de trabajo presentada se cambió el alcance del trabajo fin de grado que finalmente se limitó a la implementación del modelo térmico de la norma. De esta manera, sumando el tiempo de la beca y el tiempo dedicado al trabajo fin de grado, el tiempo acumulando de dedicación en el tema tratado ha sido de unas 1020 horas. En este período se han leído más de 140 textos, entre publicaciones en revistas científicas, tesis doctorales y normativas y estándares.

Con la realización de este trabajo se ha conseguido implementar un programa informático capaz de determinar de forma muy precisa y rápida las temperaturas significativas de un transformador, prácticamente, a lo largo de cualquier periodo temporal, utilizando el método de las ecuaciones diferenciales de la Norma IEC 60076-7. Pudiéndose obtener dichos valores pertenecientes a un ciclo de carga diario, semanal, mensual o anual.

El que el modelo térmico elegido sea el de la norma IEC 60076-7 tiene su importancia, puesto que cuando una compañía eléctrica adquiere un transformador de potencia, a menudo indica que en todos aquellos aspectos no especificados de forma explícita el transformador debe seguir las indicaciones de la norma IEC 60076.

Este programa informático también permite al usuario evaluar el envejecimiento sufrido por el transformador bajo estudio ante una sobrecarga, empleando para ello los resultados de pérdida de vida y la posibilidad de formación de burbujas. De esta forma, el usuario será capaz de determinar de forma fiable el estado en que se encuentra la máquina después de que esta haya sufrido una sobrecarga, o simplemente al ser sometida a cualquier ciclo de carga.

A la vista de los resultados de extraídos en el Capítulo 5, se comprueba la exactitud con la que el programa calcula las temperaturas y la pérdida de vida. Además en el mismo capítulo se

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

sacan conclusiones sobre en qué condiciones y en qué época del año es menos perjudicial que un transformador sufra una sobrecarga.

Por tanto, de este capítulo se concluye que:

- La peor época del año para sobrecargar un transformador es el verano.
- Las temperaturas más elevadas en el transformador se producen durante los meses más calurosos del año.
- Un transformador sometido a condiciones reales de carga y temperatura ambiente envejece mucho menos que el tiempo realmente transcurrido.

Los resultados obtenidos en el Capítulo 5 han servido para la realización de la "Tarea 3.1: Modelo Térmico." del Proyecto Ecrigen [15] contratado por la empresa CEIS al Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Actualmente, este trabajo constituye una herramienta fiable, para la evaluación de pérdida de vida y envejecimiento de un transformador, para el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid.

6.2. TRABAJOS FUTUROS.

Como se ha podido comprobar en este trabajo, no todos los modelos térmicos simplificados arrojan los mismos resultados. Por ello sería conveniente desarrollar una herramienta que fuera capaz de seleccionar las temperaturas más reales y restrictivas ante la comparación entre ambos modelos.

Como se indicó en su momento en el apartado 3.5, el riesgo de formación de burbujas ante sobrecargas de emergencia de corta duración depende del contenido en agua del papel. Aunque la norma IEC no contempla este hecho, numerosos investigadores dan expresiones matemáticas que relacionan la temperatura de formación de burbujas con la humedad del papel [13],[14]. Sería interesante implementar alguno de estos modelos en un futuro como

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

una opción que el usuario del programa pueda usar para evaluar el riesgo de las sobrecargas de corta duración.

Cuando se utiliza el modelo desarrollado en misiones de planificación de red (valorar si es necesario adquirir un transformador adicional en una determinada red para cubrir la eventualidad de un fallo en un transformador de la misma) muchas de las variables de entrada son inciertas (la temperatura que habrá dentro de un año, el grado de carga que habrá dentro de un año). De hecho los mismos parámetros del modelo pueden tener un cierto grado de error en su determinación. Por todo lo anterior sería de interés desarrollar un programa que tenga en cuenta todas esas incertidumbres y las conjugue para proporcionar el margen de incertidumbre de las temperaturas obtenidas por el modelo.

Por otro lado las constantes de tiempo del aceite τ_o y del arrollamiento τ_w , pueden ser calculadas a partir de datos constructivos del transformador. Para añadir más exactitud a los resultados obtenidos, serviría de ayuda implementar las expresiones de cálculo de estas constantes.

CAPÍTULO 7: PRESUPUESTO.

El presente presupuesto hace referencia a los costes relacionados al desarrollo de las tareas implicadas en la realización de este Trabajo de Fin de Grado, y a las herramientas empleadas para dichas tareas.

El coste de la realización de este Trabajo de Fin de Grado se divide en dos partes:

- Costes de personal: asociados al salario medio de un ingeniero junior trabajando durante diez meses a razón de catorce horas a la semana; y al salario del profesor Juan Carlos Burgos trabajando como tutor. Estos costes salariales son costes brutos.
- Coste de equipos y software:
 - Asociado a la adquisición de un ordenador para la lectura de bibliografía, programación de la herramienta desarrollada y escritura de informe.
 - Asociado a la adquisición de software requerido para la programación de la herramienta desarrollada en este trabajo y la realización del informe.

Los costes de equipos son calculados suponiendo una amortización en cuatro años y un periodo de utilización de diez meses para la realización de este trabajo.

En las tablas 7-1 y 7-2 se detalla el coste asociado a cada elemento:

Tabla 7-1 Costes de personal.

NOMBRE	CATEGORÍA	SALARIO/HORA	HORAS TOTALES	COSTE TOTAL
Roberto J. Rodríguez Naranjo	Ingeniero Junior	8,25 €/h	600	4950,00 €
Juan Carlos Burgos Díaz	Ingeniero Sénior	32 €/h	45	1440,00 €

Tabla 7-2 Costes de equipos y software.

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN	COSTE UNITARIO	AMORTIZACIÓN	UNIDADES	COSTE TOTAL
PcCom Gaming Battle A10-5800K/8GB/1 TB	Ordenador sobremesa. Procesador AMD A10-5800K 4 núcleos 3,80 GHz; 8 Gb Ram; 1 Tb disco duro.	445,00 €	$445,00 \cdot 10 / (4 \cdot 12)$	1	92,71 €
Microsoft Office 2007 Universitarios	Software suite de oficina para ejecución de tareas de escritura de texto, hojas de cálculo...	79,00 €	$79,00 \cdot 10 / (4 \cdot 12)$	1	16,46 €
Microsoft Project Standard 2013	Software de planificación y organización de tareas.	769,00 €	$769,00 \cdot 10 / (4 \cdot 12)$	1	160,21 €
Matlab R2011a V7.12 64 bits	Software de programación y ejecución de tareas matemáticas	105,00 €	$105,00 \cdot 10 / (4 \cdot 12)$	1	21,88 €

Con lo que el presupuesto total es:

- Costes de personal.....6390,00 €.
 - Costes de equipos y software.....291,26 €.
-
- TOTAL.....6681,26 €.

CAPÍTULO 8: PLANIFICACIÓN.

En este capítulo se va a detallar la planificación de las tareas realizadas en este Trabajo de Fin de Grado, mencionando las tareas realizadas, el orden de las mismas y el tiempo de realización de cada una de ellas.

La dedicación semanal a la realización de este Trabajo de Fin de Grado ha sido de catorce horas, dedicando dos horas diarias a dicha tarea.

8.1. TAREAS REALIZADAS.

A continuación se enumeran las tareas realizadas para la ejecución de este Trabajo de Fin de Grado:

- Recopilación de información.
- Análisis de normativas.
- Síntesis de Norma IEC 60076-7.
- Estudio de Matlab y ejemplos de aplicación.
- Programación del modelo de la norma.
- Comprobación de programación 1.
- Realización plantilla Excel 1.
- Programación cálculo de envejecimiento.
- Comprobación de programación 2.
- Realización plantilla Excel 2.
- Ejecución ejemplo de la norma.
- Estudio diversos ciclos de carga.
- Finalización programación y plantilla Excel.
- Redacción capítulo 1.
- Redacción capítulo 2.
- Redacción capítulo 3.
- Redacción capítulo 4.
- Redacción capítulo 5.
- Redacción capítulo 6.
- Redacción capítulo 7.
- Redacción capítulo 8.

- Revisión de Trabajo de Fin de Grado.

8.2. PLANIFICACIÓN.

En la tabla 8-1 se puede ver la planificación de este Trabajo de Fin de Grado. En ella aparece el inicio y final, la duración y orden de ejecución:

Tabla 8-1 Planificación.

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras
INICIO	0 días	lun 20/01/14	lun 20/01/14	
Recopilación de información	21 días	lun 20/01/14	lun 17/02/14	1
Análisis de normativas	15 días	mar 18/02/14	lun 10/03/14	2
Síntesis de Norma IEC 60076-7	9 días	mar 11/03/14	vie 21/03/14	3
Estudio de Matlab y ejemplos de aplicación	21 días	dom 23/02/14	vie 21/03/14	
Programación del modelo de la norma	36 días	lun 24/03/14	lun 12/05/14	4;5
Comprobación de programación 1	1 día	mar 13/05/14	mar 13/05/14	6
Realización plantilla Excel 1	13 días	mié 14/05/14	vie 30/05/14	7
Programación cálculo envejecimiento	8 días	lun 02/06/14	mié 11/06/14	8
Comprobación de programación 2	1 día	jue 12/06/14	jue 12/06/14	9
Realización plantilla Excel 2	9 días	vie 13/06/14	mié 25/06/14	10
Ejecución ejemplo de la Norma	6 días	jue 26/06/14	jue 03/07/14	11
Estudio diversos ciclos de carga	13 días	vie 04/07/14	mar 22/07/14	12
Finalización programación y plantilla Excel	1 día	mié 23/07/14	mié 23/07/14	13
Redacción capítulo 1	12 días	sáb 01/03/14	lun 17/03/14	
Redacción capítulo 2	38 días	mar 18/03/14	jue 08/05/14	15
Redacción capítulo 3	34 días	vie 09/05/14	mié 25/06/14	16

Determinación de Temperaturas Significativas de un Transformador de Potencia Durante Sobrecargas.

Redacción capítulo 4	27 días	jue 26/06/14	vie 01/08/14	11;17
Redacción capítulo 5	14 días	lun 04/08/14	jue 21/08/14	18;13
Redacción capítulo 6	7 días	vie 22/08/14	lun 01/09/14	19
Redacción capítulo 7	2 días	mar 02/09/14	mié 03/09/14	20
Redacción capítulo 8	3 días	jue 04/09/14	lun 08/09/14	21
Revisión de Trabajo de Fin de Grado	6 días	mar 09/09/14	mar 16/09/14	22
FIN DEL TRABAJO	0 días	mar 16/09/14	mar 16/09/14	23

A su vez, en la figura 8-1 aparece la planificación de forma gráfica, realizada mediante un diagrama de Gantt utilizando Microsoft Project:

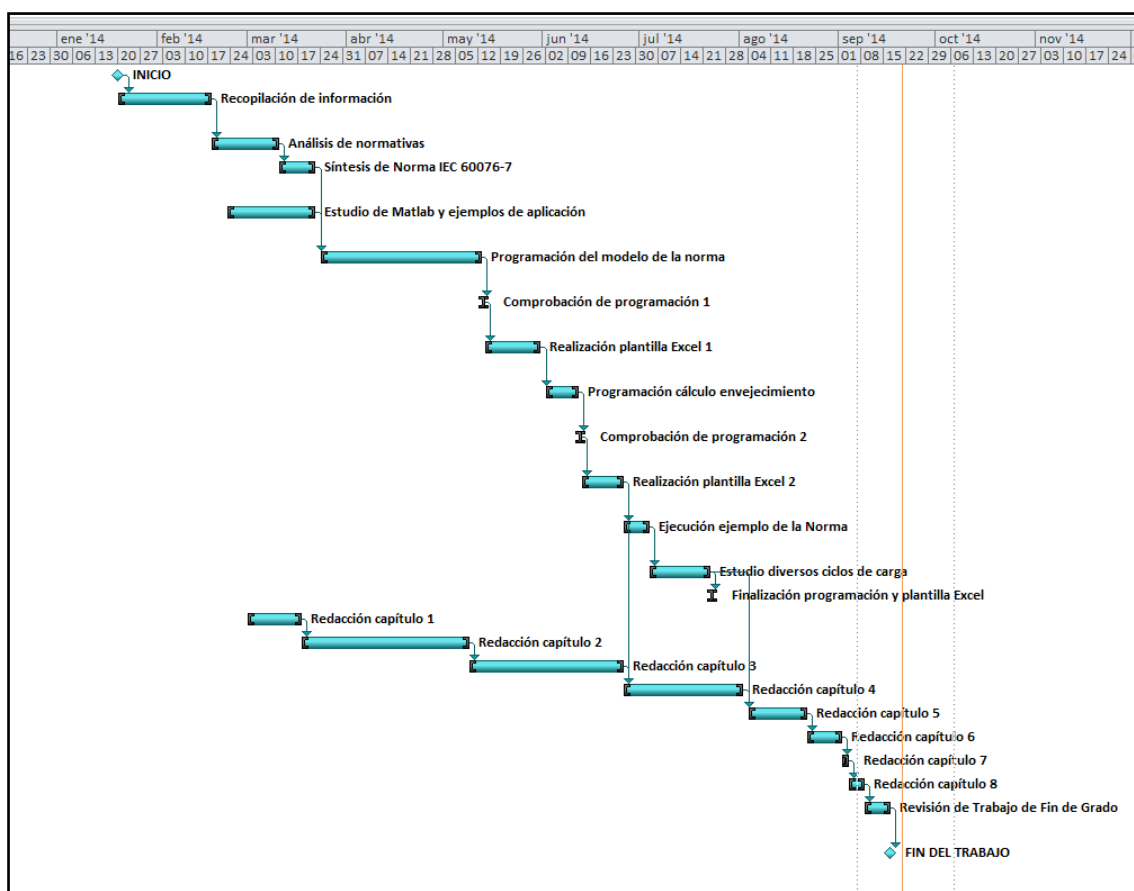


Figura 8-1 Diagrama de Gantt.

REFERENCIAS

- [1] Jesús Fraile Mora (2008). "Máquinas eléctricas". Mc Graw Hill. Madrid (España).
- [2] Lars E. Lundgaard et al (2004). "Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers". IEEE Transactions on Power Delivery, VOL. 19, NO. 1.
- [3] Huang Xiaofeng et al (2012). "Simulation Models of Transformer Hot-Spot Temperature". IEEE 10th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials. Bangalore, (India).
- [4] International Standard "IEC 60076-7: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers". (2010).
- [5] Robert M. Del Vecchio et al (2002). "Transformers Design Principles". CRC Press. Boca Raton (Florida)
- [6] International Standard "IEC 60076-2: Power transformers - Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers". (2009).
- [7] REE.es. <https://demanda.ree.es/demanda.html>
- [8] S. V. Kulkarni & S. A. Khaparde (2004). "Transformers Engineering: Design and Practice". Indian Institute of Technology. Bombay (India).
- [9] Cigré Brochure 323 (2007). "Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers". SC D1 TF D1.01.10.
- [10] Pablo Valdés Lucas & Juan Carlos Burgos Díaz (2012). "Informe final del programa de determinación de la capacidad de carga de transformadores". Proyecto Energios. Madrid (España).
- [11] IEEE Standard C57.100-2011 (2011). "Test Procedure for Thermal Evaluation of Insulation Systems for Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers". Nueva York (EE.UU).

- [12] Dejan Susa (2005). "Dynamic Thermal Modelling for Power Transformers". Doctoral Dissertation. Helsinki (Finlandia).
- [13] M. Koch & S. Tenbohlen (2007). "Systematic Investigations on the Evolution of Water Vapor Bubbles in Oil-Paper-Insulation". XVth International Symposium on High Voltage Engineering. University of Ljubljana. Ljubljana (Eslovenia).
- [14] P. Przybylek (2010). "The Influence of Cellulose Insulation Aging Degree on its Water Sorption Properties and Bubble Evolution". IEEE Transactions on Dielectric and Electrical Insulation Vol. 17, No. 3. Poznan University of Technology. Poznan (Polonia).
- [15] Juan Carlos Burgos Díaz & Roberto Jesús Rodríguez Naranjo (2014). "Tarea 3.1: Modelo Térmico" Proyecto Ecrigen. Leganés (España).
- [19] IEEE Standard C57.91-1995 (1995). "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers". Nueva York (EE.UU.).
- [20] Helena Curtis et al (2005). "Biología". Editotial Médica Panamericana. Sexta edición. Buenos Aires (Argentina).
- [21] Juan Manuel Tarifa. Apuntes de la asignatura "Ingeniería de alta tensión". Departamento de Ingeniería Eléctrica. Escuela Politécnica Superior. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés (España).
- [22] International Standard "IEC 60354: Loading Guide for Oil-Immersed Power Transformers". (1991).
- [23] IEEE Standard C57.91-2013 (2013). "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers". Nueva York (EE.UU.).
- [24] Juan Carlos Burgos Díaz. Apuntes de la asignatura "Circuitos magnéticos y transformadores". Departamento de Ingeniería Eléctrica. Escuela Politécnica Superior. Universidad Carlos III de Madrid. Leganés (España).
- [25] Cosaert, F., Goossens, J., Platteau, C., Leemans, P., and Moulaert, G (1992). "Dynamic Analysis of Thermal Behavior of Transformers Using Optical Fibre Measurements," CIGRE Paper 12-305.
- [26] International Standard "IEC 60076-1: Generalities". (2013).